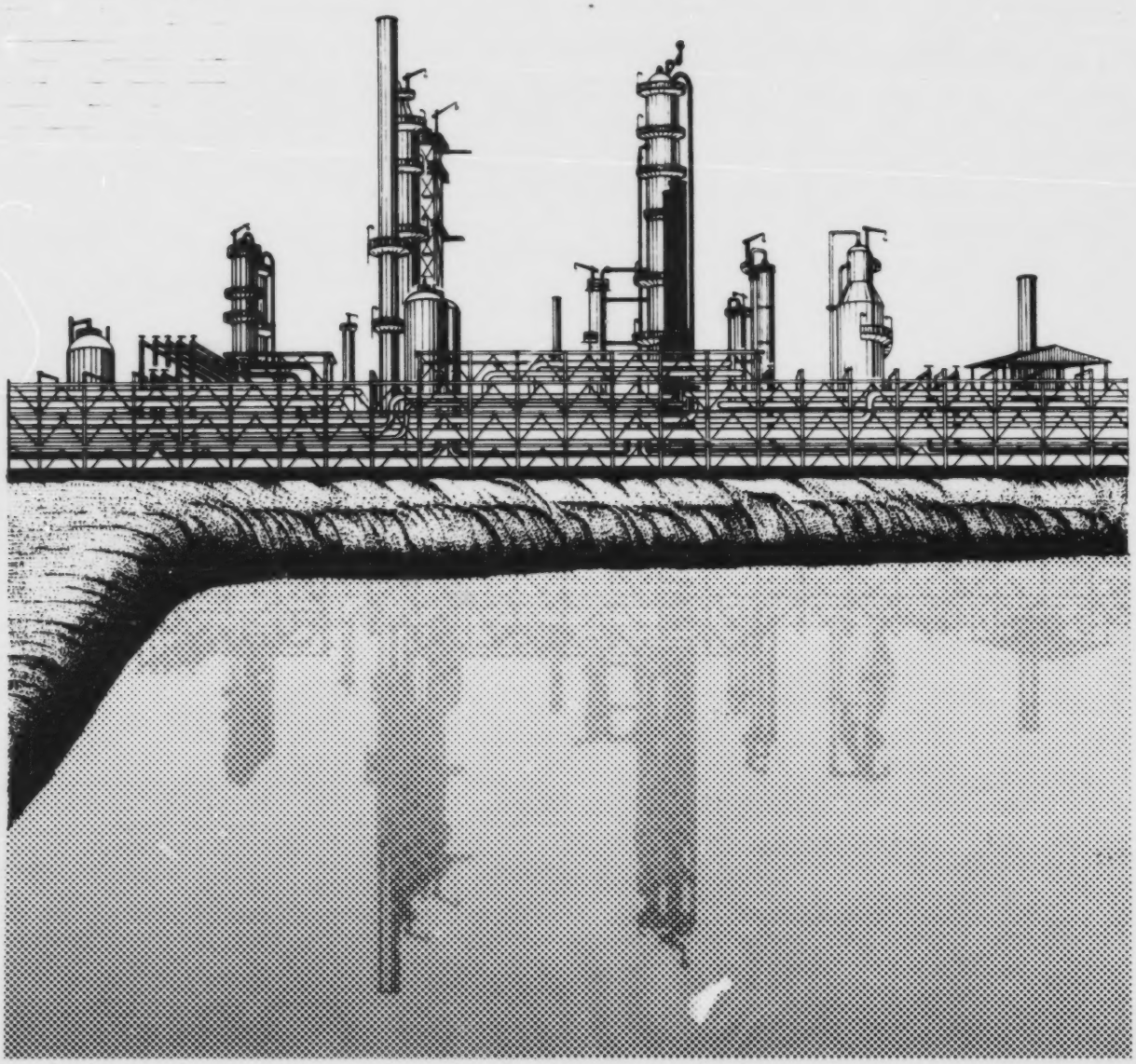
Rapport environnemental sur l'industrie du raffinage du pétrole au Canada, 1983-1984

Rapport SPE 1/PN/1
Décembre 1987



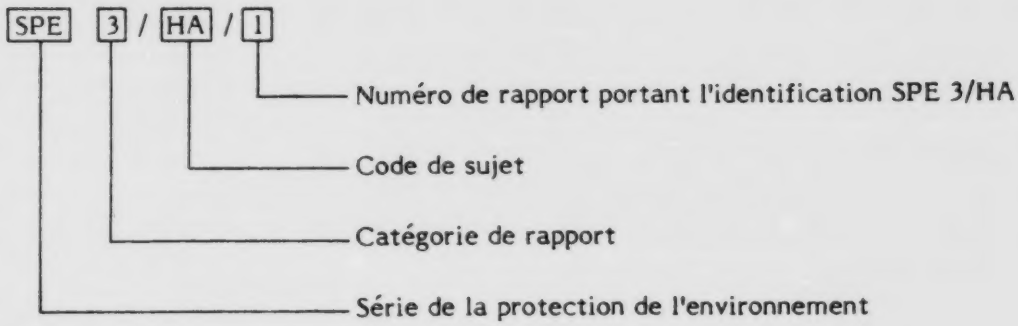
Environnement Canada
Environment Canada

Canada

88-01052/

SÉRIE DE RAPPORTS DE LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Exemple de numérotage:



Catégories	
1	Règlements/Lignes directrices/ Codes de procédure
2	Consultation publique: évaluation des problèmes, options de contrôle
3	Recherche et développement technologique
4	Revues de la documentation
5	Relevés
6	Évaluations des impacts sur l'environnement
7	Surveillance
8	Propositions, analyses et énoncés de principes généraux
9	Guides

Sujets	
AG	Agriculture
AP	Polluants atmosphériques
AT	Toxicité aquatique
CC	Produits chimiques commerciaux
CE	Consommateurs et l'environnement
CI	Industries chimiques
FA	Activités fédérales
FP	Traitement des aliments
HA	Déchets dangereux
IC	Chimie inorganique
MA	Pollution marine
MM	Exploitation minière et traitement des minéraux
NR	Régions du Nord et rurales
PF	Papier et fibres
PG	Production de l'électricité
PN	Pétrole et gaz naturel
SF	Traitement de surface
SP	Déversements de pétrole et de produits chimiques
SRM	Méthode de référence normalisée
TS	Systèmes de transport
UP	Pollution urbaine

Sujets et codes additionels sont introduits au besoin. Une liste de rapports du SPE peut être obtenue en s'adressant aux Publications de la protection de l'environnement, Conservation et Protection, Environnement Canada, Ottawa (Ontario) K1A OH3.

RAPPORT ENVIRONNEMENTAL SUR L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE DU PÉTROLE AU CANADA, 1983-1984

par

Marie-Louise Geadah
Direction des programmes industriels
Protection de l'environnement
Conservation et Protection
Environnement Canada

Rapport SPE 1/PN/1
Décembre, 1987

COMMENTAIRES DES LECTEURS

Les lecteurs désirant faire part de leurs commentaires sur le contenu du présent rapport peuvent s'adresser à:

Marie-Louise Geadah
Direction des programmes industriels
Direction générale de la protection de l'environnement
Conservation et Protection
Environnement Canada
Ottawa (Ontario)
K1A 0H3

To obtain an English copy, please contact:

Environmental Protection Publications
Conservation and Protection
Environment Canada
Ottawa, Ontario
K1A 0H3

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1987
N° de cat. En 49-11/1-1F
ISBN 0-662-94379-1
IMPRIMERIE BEAUREGARD LIMITÉE

RÉSUMÉ

Le présent rapport porte sur l'industrie du raffinage du pétrole au Canada, et plus particulièrement sur ses rejets de résidus gazeux, liquides et solides, ses méthodes de dépollution et ses pratiques d'élimination des déchets. Le cas échéant, les exigences fédérales et provinciales en matière de qualité de l'air, d'effluents et de déchets solides sont présentées. Le rapport contient également une évaluation du degré de conformité de l'industrie aux règlement et directives fédéraux sur les effluents des raffineries de pétrole, pour les années 1983 et 1984. En 1983, les raffineries canadiennes ont respecté les quantités mensuelles imposées et les limites sur les rejets dans les eaux pluviales plus de 92 p. 100 du temps et les limites quotidiennes plus de 97 p. 100 du temps. La performance de l'industrie s'est améliorée légèrement en 1984.

D'autres études environnementales récentes concernant cette industrie font également l'objet d'un examen, dont: les polluants à l'état de traces dans les effluents; les méthodes d'analyse des effluents; la contamination des eaux souterraines; la désaffectation d'usines de raffinage et les mesures qui s'y rattachent.

ABSTRACT

This report provides an overview of the Canadian petroleum refining industry with respect to gaseous, liquid, and solid waste releases; pollution control methods; and waste disposal practices. Federal and provincial air quality, effluent and solid waste requirements are presented. An assessment of the state of compliance of the industry with the Federal Petroleum Refinery Effluent Regulations and Guidelines for the years 1983 and 1984 is also provided. In 1983, Canadian refineries were, on average, in compliance with the monthly amounts and stormwater limits more than 92 % of the time, and more than 97 % of the time with the daily limits. The performance improved slightly in 1984.

Other recent environmental studies pertaining to the industry are discussed including studies on: trace contaminants in effluents; analytical methodology for the effluents; groundwater contamination; and decommissioning.

TABLE DES MATIÈRES

Résumé		III
Abstract		iV
Liste des figures		VIII
Liste des tableaux		XI
Remerciements		XIII
Glossaire		XIV
Sommaire		XX
1	INTRODUCTION	1
2	DESCRIPTION DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE DU PÉTROLE	3
2.1	Généralités	3
2.2	Description des procédés de l'industrie	4
2.2.1	Séparation	4
2.2.2	Conversion	4
2.2.3	Traitement	7
2.2.4	Mélanges et additifs	9
3	ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES	10
3.1	Réglementation	10
3.1.1	Exigences fédérales	10
3.1.2	Exigences provinciales	11
3.2	Sources d'émissions et mesures anti-pollution	14
3.2.1	Monoxyde de carbone	14
3.2.2	Anhydride sulfureux	16
3.2.3	Hydrocarbures	18
3.2.4	Oxydes d'azote	19
3.2.5	Particules	19
3.2.6	Odeurs	20
3.3	Émissions atmosphériques	20
3.3.1	Monoxyde de carbone	20
3.3.2	Anhydride sulfureux	20
3.3.3	Hydrocabures	21
3.3.4	Oxydes d'azote	23
3.3.5	Particules	23
4	REJET DES EFFLUENTS	26
4.1	Règlements	26
4.1.1	Limites fédérales	26
4.1.2	Limites provinciales	30
4.2	Production d'eaux résiduaires	34
4.3	Traitement des eaux usées	36

4.3.1	Traitement primaire	37
4.3.2	Traitement intermédiaire	39
4.3.3	Traitement secondaire	40
4.3.4	Traitement tertiaire	41
4.4	Rejet des effluents et observation du règlement et des directives fédéraux	41
4.4.1	Évaluation nationale	42
4.4.2	Évaluation de la région de l'Atlantique	57
4.4.3	Évaluation de la région du Québec	65
4.4.4	Évaluation de la région de l'Ontario	78
4.4.5	Évaluation de la région de l'Ouest et du Nord	91
4.4.6	Évaluation de la région du Pacifique et du Yukon	106
5	DÉCHETS SOLIDES ET BOUES	121
5.1	Réglementation	121
5.2	Quantités et caractérisation des déchets générés	121
5.2.1	Fractionnement du pétrole brut	123
5.2.2	Procédés de craquage	123
5.2.3	Alkylation	123
5.2.4	Conversion	123
5.2.5	Procédés de traitement	123
5.2.6	Procédés spéciaux	124
5.2.7	Traitement de l'effluent	124
5.2.8	Traitement de l'eau	125
5.2.9	Résidus de stockage	125
5.2.10	Dispositifs d'alimentation en combustible	125
5.2.11	Déchets divers	125
5.3	Techniques d'élimination des déchets	125
5.3.1	Enfouissement en décharge contrôlée	126
5.3.2	Épandage	127
5.3.3	Récupération-réutilisation	127
5.3.4	Incinération	127
5.3.5	Injection en puits à grande profondeur	128
5.3.6	Autres méthodes	128
5.4	Risques environnementaux associés aux méthodes d'élimination	129
5.4.1	Enfouissement	129
5.4.2	Épandage	129
5.4.3	Incinération	130
5.4.4	Injection en puits à grande profondeur	130
5.4.5	Solidification	131
6	ÉTUDES PORTANT SUR L'INDUSTRIE	132
6.1	Contaminants à l'état de traces dans les effluents de raffineries de pétrole	132
6.2	Méthodes d'analyse prescrites dans le règlement et les directives sur les effluents des raffineries	134
6.3	Eaux souterraines	135
6.3.1	Sources de contamination des eaux souterraines	136
6.3.2	Devenir des composés organiques dissous dans l'eau souterraine	136

7	DÉSAFFECTATION DE SITES INDUSTRIELS	138
7.1	Réglementation	139
7.2	Aspects environnementaux de la désaffectation	139
8	CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	142
8.1	Conclusions	142
8.2	Recommandations	144

Références 146

Bibliographie 148

Annexe A. - Comparaison des limites provinciales et fédérales pour les polluants ordinaires dans les eaux usées de raffineries 149

Annexe B. - Évaluation de la conformité: rejets réels et autorisés pour 1983 à l'échelle nationale, régionale, et pour chaque raffinerie 159

LISTE DES FIGURES

1	Schéma simplifié du procédé de raffinage du pétrole	5
2	Répartition de la fréquence des pourcentages de rejets dépassant les quantités mensuelles autorisées	45
3	Moyenne annuelle des rejets d'huiles et graisses (Échelle nationale - 1972 à 1984)	49
4	Moyenne annuelle des rejets de matières totales en suspension (Échelle nationale - 1972 à 1984)	49
5	Moyenne annuelle des rejets de phénols (Échelle nationale - 1972 à 1984)	50
6	Moyenne annuelle des rejets de sulfures (Échelle nationale - 1972 à 1984)	50
7	Moyenne annuelle des rejets d'azote ammoniacal (Échelle nationale - 1972 à 1984)	51
8	Comparaison des rejets effectués par les régions dans le cas des paramètres réglementés (1983)	51
9	Comparaison des rejets de phénols par région (1983)	52
10	Comparaison des rejets de sulfures par région (1983)	52
11	Moyenne annuelle des rejets d'huiles et graisses (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)	59
12	Moyenne annuelle des rejets de matières totales en suspension (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)	59
13	Moyenne annuelle des rejets de phénols (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)	60
14	Moyenne annuelle des rejets de sulfures (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)	60
15	Moyenne annuelle des rejets d'azote ammoniacal (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)	61
16	Quantités rejetées par les raffineries par paramètre (Région de l'Atlantique - 1983)	61
17	Quantités de phénols rejetés par raffinerie (Région de l'Atlantique - 1983)	62
18	Quantités de sulfures rejetés par raffinerie (Région de l'Atlantique - 1983)	62
19	Moyenne annuelle des rejets d'huiles et graisses (Région du Québec - 1972 à 1984)	68
20	Moyenne annuelle des rejets de matières totales en suspension (Région du Québec - 1972 à 1984)	68

21	Moyenne annuelle des rejets de phénols (Région du Québec - 1972 à 1984)	69
22	Moyenne annuelle des rejets de sulfures (Région du Québec - 1972 à 1984)	69
23	Moyenne annuelle des rejets d'azote ammoniacal (Région du Québec - 1972 à 1984)	70
24	Quantités d'huiles et graisses rejetées par raffinerie (Région du Québec - 1983)	70
25	Quantités de matières totales en suspension rejetées par raffinerie (Région du Québec - 1983)	71
26	Quantités de phénols rejetés par raffinerie (Région du Québec - 1983)	71
27	Quantités de sulfures rejetés par raffinerie (Région du Québec - 1983)	72
28	Quantités d'azote ammoniacal rejeté par raffinerie (Région du Québec - 1983)	72
29	Moyenne annuelle des rejets d'huiles et graisses (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)	80
30	Moyenne annuelle des rejets de matières totales en suspension (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)	80
31	Moyenne annuelle des rejets de phénols (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)	81
32	Moyenne annuelle des rejets de sulfures (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)	81
33	Moyenne annuelle des rejets d'azote ammoniacal (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)	82
34	Quantités d'huiles et graisses rejetées par raffinerie (Région de l'Ontario - 1983)	82
35	Quantités de matières totales en suspension rejetées par raffinerie (Région de l'Ontario - 1983)	83
36	Quantités de phénols rejetés par raffinerie (Région de l'Ontario - 1983)	83
37	Quantités de sulfures rejetés par raffinerie (Région de l'Ontario - 1983)	84
38	Quantités d'azote ammoniacal rejeté par raffinerie (Région de l'Ontario - 1983)	84
39	Moyenne annuelle des rejets d'huiles et graisses (Région de l'Ouest du Nord - 1972 à 1984)	94
40	Moyenne annuelle des rejets de matières totales en suspension (Région de l'Ouest et du Nord 1972 à 1984)	94
41	Moyenne annuelle des rejets de phénols (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1984)	95

42	Moyenne annuelle des rejets de sulfures (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1984)	95
43	Moyenne annuelle des rejets d'azote ammoniacal (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1984)	96
44	Quantités d'huiles et graisses rejetées par raffinerie (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)	96
45	Quantités de matières totales en suspension rejetées par raffinerie (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)	97
46	Quantités de phénols rejetés par raffinerie (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)	97
47	Quantités de sulfures rejetés par raffinerie (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)	98
48	Quantités d'azote ammoniacal rejeté par raffinerie (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)	98
49	Moyenne annuelle des rejets d'huiles et graisses (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)	108
50	Moyenne annuelle des rejets de matières totales en suspension (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)	108
51	Moyenne annuelle des rejets de phénols (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)	109
52	Moyenne annuelle des rejets de sulfures (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)	109
53	Moyenne annuelle des rejets d'azote ammoniacal (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)	110
54	Quantités d'huiles et graisses rejetées par raffinerie (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)	110
55	Quantités de matières totales en suspension rejetées par raffinerie (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)	111
56	Quantités de phénols rejetés par raffinerie (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)	111
57	Quantités de sulfures rejetés par raffinerie (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)	112
58	Quantités d'azote ammoniacal rejeté par raffinerie (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)	112

LISTE DES TABLEAUX

1	Mesures de dépollution s'appliquant aux unités de craquage catalytique et de cokéfaction (Québec)	12
2	Mesures de dépollution s'appliquant aux vapeurs d'hydrocarbures provenant des réservoirs de stockage (Québec)	12
3	Normes d'émission de particules (niveau acceptable) pour les installations de combustion existantes (Québec)	13
4	Normes d'émission d'oxydes d'azote (niveau acceptable) pour les installations de combustion nouvelles (Québec)	13
5	Objectifs pour les émissions atmosphériques des raffineries de pétrole (Colombie-Britannique)	15
6	Sources d'émissions possibles des raffineries de pétrole	16
7	Émissions de monoxyde de carbone (CO) provenant des unités de craquage catalytique et de combustion (1983)	21
8	Émissions d'anhydride sulfureux (SO_2) par source (1983)	22
9	Émissions d'hydrocarbures provenant des réservoirs de stockage, de la consommation de combustibles, des pompes et des compresseurs dans les raffineries (1983)	23
10	Émissions d'oxydes d'azote provenant du craquage catalytique et de la consommation de combustible (1983)	24
11	Émissions de particules provenant de la consommation de combustible et du craquage catalytique (1983)	24
12	Quantités servant à calculer les rejets autorisés de substances nocives	27
13	Quantités servant à calculer les rejets supplémentaires autorisés en cas d'évacuation des eaux pluviales	29
14	Objectifs de qualité s'appliquant aux effluents des raffineries de pétrole (Ontario)	31
15	Objectifs s'appliquant aux substances toxiques présentes dans les effluents des raffineries de pétrole (Alberta)	32
16	Objectifs concernant la qualité des effluents des raffineries de pétrole (C.-B.)	33
17	Contaminants générés par les unités de conversion	36
18	Pourcentage de réduction prévu pour les systèmes de traitement des eaux usées	38

19	Pourcentage de conformité des raffineries dans chaque région concernant les limites moyennes mensuelles fixées dans les directives (1983)	44
20	Conformité globale des raffineries au règlement et aux directives du gouvernement fédéral (1983-1984)	46
21	Pourcentage de conformité des raffineries dans chaque région concernant les quantités moyennes mensuelles fixées dans le règlement (1983)	53
22	Charges nettes de polluants rejetés dans chaque cours d'eau récepteur (1983)	55
23	Résumé des quantités totales nettes de rejets à l'échelle nationale - paramètres réglementés	55
24	Pourcentage de la production et des rejets à l'échelle nationale (1983)	56
25	Pourcentage de diminution des rejets nets et de la production entre 1980 et 1983	56
26	Fréquence à laquelle les raffineries n'ont pas observé les paramètres réglementés (Région de l'Atlantique - 1983, 1984)	63
27	Fréquence à laquelle les raffineries n'ont pas observé les paramètres réglementés (Région du Québec - 1983, 1984)	73
28	Fréquence à laquelle les raffineries n'ont pas observé les paramètres réglementés (Région de l'Ontario - 1983, 1984)	86
29	Fréquence à laquelle les raffineries n'ont pas observé les paramètres réglementés (Région de l'Ouest et du Nord - 1983, 1984)	100
30	Fréquence à laquelle les raffineries n'ont pas observé les paramètres réglementés (Région du Pacifique et du Yukon - 1983, 1984)	114
31	Composition moyenne en huiles, en eau et en matières solides de certains types de résidus de raffineries	122
32	Substances organiques décelées dans les eaux usées de raffineries	133
33	Liste des fermetures de raffineries (1976-1986)	138

REMERCIEMENTS

L'auteur tient à remercier l'Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien, les employés des compagnies ainsi que le personnel régional d'Environnement Canada pour leur coopération, les renseignements qu'ils ont fournis, leur révision du rapport provisoire et leurs commentaires constructifs.

Les remerciements s'adressent également à Art Stelzig, chef de la Section du pétrole, du gaz et des combustibles nouveaux, pour la révision du rapport et ses commentaires, ainsi que pour ses conseils généraux et son aide lors de sa préparation; aux deux étudiants Michael Way et Wayne Dejong pour leur contribution à la section de l'évaluation de conformité; et à tous ceux qui ont révisé le rapport préliminaire. Enfin, l'auteur remercie Vicky Jones et spécialement Stella Wheatley, pour l'édition du document original et les améliorations proposées; le personnel de traduction responsable de la version française du rapport; le Module d'édition française, particulièrement Michèle Létienne-Prévost; ainsi que le personnel du traitement de texte pour la composition du texte et des corrections.

GLOSSAIRE

Action photosynthétique	Processus par lequel des composés organiques (principalement les carbohydrates) sont synthétisés par les cellules végétales renfermant de la chlorophylle. La réaction se fait en présence de la lumière, d'anhydride carbonique et d'eau.
Additif anti-givre	Additif ajouté aux combustibles pour minimiser la formation de glace.
Adsorption	Attraction exercée par la surface d'un solide, sur un liquide ou un gaz lorsqu'ils sont en contact.
Anti-oxydants	Produits chimiques ajoutés à des produits, comme l'essence et les huiles lubrifiantes, pour empêcher l'oxydation.
APCE	Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien.
APHA	American Public Health Association.
API	American Petroleum Institute.
Bactéries aérobies	Bactéries qui ont besoin d'oxygène libre pour métaboliser les agents nutritifs.
Bio-accumulation	Accumulation dans la chaîne alimentaire.
Biodégradation	Processus par lequel une substance est décomposée par des microorganismes.
Boues de fond	Produit dense, généralement constitué d'huile, d'eau et d'impuretés, qui s'accumule au fond des réservoirs de stockage et des pétroliers.
Brai résiduel	Résidu épais de couleur noire, obtenu lors de la préparation de l'asphalte.
BTEX	Benzène, toluène, éthylbenzène et xylène.
BTX	Benzène, toluène, xylène.
Cancérigène	Agent causant le cancer.
Catalyseur	Substance qui modifie la vitesse d'une réaction chimique, sans être elle-même modifiée.
Catalyseur de zéolite	Catalyseur qui renferme l'un des divers silicates hydratés (par ex. silicates d'aluminium et de calcium (ou de sodium) hydraté) utilisé dans les unités de craquage catalytique.

Charbon actif	Charbon qui a été spécialement traité pour l'obtention d'une aire de surface très grande pouvant adsorber des substances indésirables.
Chaudière à CO	La chaudière de récupération des chaleurs résiduelles, au monoxyde de carbone, sert à récupérer la chaleur de combustion du monoxyde de carbone et d'autres combustibles (principalement des hydrocarbures). La charge d'alimentation est oxydée en donnant de l'anhydride carbonique et de l'eau.
Colonne de fractionnement	Contenant de raffinage cylindrique, où les charges d'alimentation liquides sont fractionnées en divers constituants, ou fractions (par ex. distillation).
Composé antidétonant	Composé chimique, comme le plomb tétraéthyle et les hydrocarbures aromatiques, qui est ajouté aux essences pour moteurs et essences d'aviation, pour améliorer leur performance et réduire le cognement dans les moteurs à allumage par étincelle.
Cyclone	Dispositif d'élimination des particules dans lequel les particules (de plus de 10 μm) sont séparées du gaz porteur par la force centrifuge.
DBO	Demande biochimique en oxygène. Quantité d'oxygène dissous nécessaire aux microorganismes aérobies pour biodégrader les matières organiques contenues dans les eaux usées. L'essai de DBO sert à mesurer la teneur en matières organiques des eaux usées et des eaux de surface.
DBO_5	Méthode d'essai servant à mesurer la DBO pour 5 jours à 20 °C.
DCO	Demande chimique en oxygène. Quantité d'oxygène cédée, par voie chimique, par un oxydant permettant l'oxydation chimique complète en milieu acide, afin d'oxyder la matière organique présente. L'essai de DCO sert à mesurer la teneur organique des eaux usées et de l'eau naturelle.
DÉA	Diéthanolamine.
Décharge contrôlée	Endroit où les déchets solides sont enfouis en couches, intercalées de terre, dans le sol pour leur élimination.
DGC (ou FGD)	Désulfuration du gaz de carneau.
Dispersion	Dispersion de particules (liquides ou solides) sous l'effet de certaines forces, qui conduit à une distribution non uniforme.

DTO	Demande totale en oxygène. Quantité d'oxygène nécessaire pour oxyder des substances organiques et, à un moindre degré, des substances minérales dans une chambre de combustion avec catalyseur au platine. L'essai de DTO représente une autre méthode pour mesurer la teneur en matières organiques des eaux usées.
Eau acide (ou sulfurée)	Eau renfermant des impuretés, principalement de l'hydrogène sulfuré ou d'autres composés sulfurés, qui la rendent très nocive.
Eau de refroidissement non recyclée	Eau que l'on fait passer une seule fois dans des échangeurs de chaleur pour refroidir les circuits de traitement sans entrer en contact avec ces derniers.
EPA (États-Unis)	Environmental Protection Agency (États-Unis).
Épuisement	Séparation des composés les plus volatils d'un mélange. Généralement, le procédé consiste à faire passer le liquide chaud provenant d'un ballon ou d'une colonne de détente, dans un récipient (épuiseur), à travers lequel circulent de la vapeur ou un gaz inerte, qui entraînent les constituants les plus volatils du liquide.
Essence de polymérisation	Produit de la polymérisation d'hydrocarbures normalement gazeux, qui donne des hydrocarbures liquides à haut indice d'octane et à température d'ébullition correspondant à celle de l'essence.
Extraction liquide-liquide	Procédé dans lequel deux liquides non miscibles arrivent en contact pour permettre à la substance soluble du liquide porteur d'être extraite dans le solvant.
Gaz de carneau	Gaz résiduel à faible valeur calorifique, produit par la consommation de combustible.
GPL (ou LPG)	Gaz de pétrole liquéfié.
GVRD	Greater Vancouver Regional District.
HAP	Hydrocarbures aromatiques polynucléaires.
Indice d'octane	Nombre représentant la valeur relative des propriétés antidétonantes d'une essence. Plus l'indice d'octane est élevé, plus les propriétés antidétonantes sont bonnes.
LGN (ou NGL)	Liquides de gaz naturel.
Limites quotidiennes	Limites des quantités quotidiennes et maximales quotidiennes dans le règlement et les directives fédéraux.

Lixiviat	Solution résultant de la dissolution de matières solubles provenant du sol ou de déchets solides sous l'action de l'eau d'infiltration provenant des précipitations ou d'autres sources.
MÉA	Mono-éthanolamine.
Mercaptans	Groupe de composés organosulfurés de formule générale R-SH où "R" est un radical comme CH_3 ou C_2H_5. Les mercaptans sont présents dans le pétrole brut et ont une odeur forte répulsive ressemblant à celle de l'ail.
Métabolite	Produit final ou intermédiaire résultant de la transformation d'une substance dans l'organisme lors des processus (physiques et chimiques) du métabolisme. Parmi ces processus, il y a la dégradation de composés organiques complexes et la synthèse de substances complexes devant être utilisées par un organisme.
MTEP	Meilleure technique d'épuration praticable.
Mutagène	Agent qui provoque une modification brusque dans l'organisation génétique d'un organisme.
Nouvelle raffinerie	Raffinerie où le traitement du pétrole brut n'a commencé qu'à partir du 1er novembre 1973.
Ozonation	Méthode de traitement de l'eau utilisée pour éliminer les micropolluants (c'est-à-dire les polluants chimiques présents en petites concentrations, qui sont difficiles à faire disparaître), ou pour désinfecter l'eau grâce à l'emploi d'ozone comme oxydant.
Polluants prioritaires	Liste de 129 polluants toxiques ayant des effets nocifs connus ou possibles sur la santé humaine ou l'environnement. L'EPA (États-Unis) a constitué cette liste et est chargée d'exercer un contrôle sur ces polluants toxiques des eaux usées déversées dans l'environnement, en vertu du *Clean Water Act*.
Pouvoir calorifique	Chaleur libérée par la combustion d'une quantité unitaire de combustible.
Précipitateur électrostatique	Dispositif qui sépare les fines particules, comme les poussières, les fumées et les brouillards, des gaz de carneau. Les particules sont d'abord exposées à un champ électrique sous tension élevée, puis attirées sur des plaques fortement chargées.
Purge	Expulsion d'un liquide d'un contenant de raffinerie (de stockage ou de procédé) sous l'action de la pression.

Quantités maximales quotidiennes	Limites fixées par le règlement et les directives du gouvernement fédéral pour un certain nombre de paramètres. Ces limites ne doivent pas être dépassées dans l'effluent de la raffinerie quel que soit le jour du mois.
Quantités mensuelles	Limites fixées par le règlement et les directives du gouvernement fédéral pour un certain nombre de paramètres. Ces limites représentent la quantité qu'il ne faut pas dépasser chaque mois dans l'effluent de la raffinerie, et qui est basée sur la moyenne mensuelle des rejets quotidiens.
Quantités quotidiennes	Limites fixées par le règlement et les directives du gouvernement fédéral pour un certain nombre de paramètres dans les effluents de raffinerie. Chaque raffinerie n'a le droit de dépasser ces limites qu'une seule fois par mois.
Raffinerie améliorée	Statut d'une raffinerie existante qui a déclaré un taux de référence de brut révisé, qui dépasse de plus de 15 p. 100 le taux de référence de brut initial.
Raffinerie existante	Raffinerie qui a été mise en service avant le 1er novembre 1973.
Raffinerie modifiée	Statut d'une raffinerie existante dont une tour de distillation atmosphérique primaire du pétrole brut a été remplacée (après le 31 octobre 1973).
Rejets autorisés	Quantité de contaminants dont le rejet dans l'effluent d'une raffinerie est autorisé par le règlement et les directives du gouvernement fédéral.
Rejets réels	Quantité de contaminants rejetés dans l'effluent d'une raffinerie.
Réservoir à toit conique	Type de réservoir de stockage d'hydrocarbures, dont le toit est en forme de cône aplati renversé pour contenir les vapeurs lors des opérations de chargement.
Réservoir à toit flottant	Réservoir de stockage d'hydrocarbures possédant un toit plat qui flotte à la surface des hydrocarbures, ce qui réduit au minimum les pertes par évaporation.
Soufflage d'air	S'applique au procédé utilisé pour l'obtention d'asphalte par réaction des résidus de pétrole avec l'air, à des températures moyennement élevées.
Substance phytotoxique	Substance toxique pour les plantes.

Tamis moléculaire	Zéolite synthétique munie de pores qui peuvent séparer les molécules selon leur taille et(ou) leur structure. Les tamis moléculaires sont employés dans les raffineries pour éliminer les traces d'eau dans le carburant pour moteur à réaction, et pour séparer certains mélanges d'hydrocarbures.
Taux de référence de brut (TRB)	Quantité de pétrole brut (en 1000 m^3/d) déclarée par une raffinerie, et qui sert à calculer les rejets autorisés. Le taux de référence du pétrole brut est fondé sur le taux réel de brut traité par une raffinerie.
Terrain d'épandage	Zone où les résidus du traitement du pétrole sont appliqués sur les couches supérieures du sol (par épandage) de telle façon que les microorganismes présents dans le sol puissent dégrader les matières organiques contenues dans les résidus.
Test biologique (ou méthode de bio-analyse) de 96 heures à remplacement continu	Méthode d'essai requise par les directives fédérales pour évaluer la toxicité létale aigue d'un effluent de raffinerie pour les poissons. La méthode consiste à exposer des poissons à un effluent renouvelé de façon continue pendant une période de 96 heures dans des conditions contrôlées. Le pourcentage de mortalité des poissons est relevé après la période de 4 jours.
Test biologique (ou bio-analyse) statique de 96 heures	Méthode d'essai semblable à la méthode de 96 heures à remplacement continu, mais où l'effluent n'est pas renouvelé pendant la période de l'essai.
Test biologique (ou bio-analyse) statique de 24 heures	Méthode d'analyse semblable à la méthode **statique** de 96 heures, mais où le pourcentage de mortalité des poissons est relevé après une période de 24 heures.
Torches	Dispositifs servant à brûler des gaz indésirables à l'extrémité d'un tuyau ou d'une cheminée.
Tour (ou colonne) de refroidissement	Grande construction (généralement en bois) dans laquelle l'air atmosphérique circule pour refroidir l'eau par évaporation.
UCCF (ou FCCU)	Unité de craquage catalytique en lit fluidisé.
Volatilisation	Passage d'une substance chimique de l'état liquide ou solide à l'état gazeux par application de chaleur et(ou) de pression. Également appelée vaporisation.

SOMMAIRE

Le présent rapport fournit une vue d'ensemble de l'industrie du raffinage du pétrole au Canada, et un examen détaillé de ses résidus gazeux, liquides (y compris les eaux usées) et solides, ainsi que de ses techniques antipollution et de ses pratiques d'élimination des résidus. Il inclut de plus une évaluation du niveau de conformité de l'industrie aux *Règlement et Directives sur les effluents des raffineries de pétrole* du gouvernement fédéral, pour les années 1983-1984. Les exigences des gouvernements fédéral et provinciaux en matière de qualité de l'air, d'effluents et de déchets solides font l'objet d'un examen. On y présente aussi des études environnementales récentes se rapportant à cette industrie, dont celles sur les contaminants à l'état de traces dans les effluents, sur les méthodes d'analyse des effluents, sur la contamination des eaux souterraines et sur la désaffectation de raffineries.

Les estimations des émissions atmosphériques des 28 raffineries en service pour 1983 ont été fondées sur une étude préparée par l'Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien (APCE) et Environnement Canada. Les émissions annuelles pour le Canada des cinq contaminants les plus courants (en 1983) peuvent se résumer comme suit: 72 240 tonnes de monoxyde de carbone, provenant principalement des unités de craquage catalytique (96 p. 100); 131 550 tonnes d'anhydride sulfureux, libérées surtout par les réchauffeurs des unités de traitement et les chaudières (51 p. 100) et les unités de craquage catalytique (20 p. 100); 19 500 tonnes d'hydrocarbures, dont 86 p. 100 provenant des réservoirs de stockage, et 13 p. 100 des pompes et des compresseurs (installations de chargement non incluses); 22 770 tonnes d'oxydes d'azote (valeur exprimée en NO_2), surtout produites par combustion de carburants (78 p. 100); et 9570 tonnes de matières particulaires, provenant des unités de craquage catalytique (56 p. 100) et de la combustion de carburants (44 p. 100). Vingt des vingt-quatre raffineries possédant des unités de craquage catalytique réduisent leurs émissions de monoxyde de carbone (CO) en utilisant des chaudières à CO. Soixante et onze pour cent des raffineries possèdent des systèmes de récupération du soufre, la plupart employant le procédé Claus (à 2 ou 3 étapes), et 14 p. 100 disposent d'unités supplémentaires pour les gaz de queue. Les réservoirs à toit flottant (dont les émissions d'hydrocarbures sont beaucoup moindres que les réservoirs à toit conique) remplacent de plus en plus le type à toit conique, qui ne représente plus que 11 p. 100 de la capacité totale de stockage. Les émissions de particules provenant des unités de craquage catalytique font l'objet d'une

décontamination dans 24 raffineries, grâce à l'utilisation de cyclones internes (à 2 ou 3 étapes). De plus, deux de ces raffineries utilisent aussi des précipitateurs électrostatiques.

Les raffineries de pétrole ont fait l'objet d'une évaluation pour leur conformité au règlement et aux directives du gouvernement fédéral sur les effluents. Des 36 raffineries en service en 1983 ou pendant une partie de l'année, cinq étaient soumises au règlement, et les autres, aux directives. Deux raffineries n'ont pas fait l'objet d'une évaluation, car l'une n'avait aucun rejet pendant toute l'année, et l'autre (relevant du règlement) utilisait la technique d'injection en puits profond pour tous ses rejets. Parmi les 34 raffineries restantes, 12 respectaient toutes les limites plus de 99 p. 100 du temps, et cinq, entre 95 p. 100 et 99 p. 100 du temps. Des 17 qui restent, cinq disposaient d'un traitement supplémentaire à l'extérieur de l'installation, cinq avaient amélioré leur performance en 1984 et trois ont fermé leur porte. À l'échelle nationale, les raffineries ont respecté en moyenne les quantités mensuelles et les limites pour les eaux pluviales 92 p. 100 du temps et les limites quotidiennes 97 p. 100 du temps. De façon générale, les limites du règlement et des directives étaient dépassées lorsque les systèmes de traitement des eaux usées fonctionnaient mal, soit à cause de conditions anormales, soit à cause de problèmes mécaniques. Une fois les problèmes identifiés, des mesures correctives ont été prises pour améliorer la qualité de l'effluent.

En 1983, huit raffineries étaient mises hors service de façon permanente, ce qui a laissé trente raffineries en exploitation en 1984; il y a eu de plus ouverture en 1984 d'une nouvelle raffinerie. Le rendement des raffineries s'est généralement amélioré en 1984; 56 p. 100 d'entre elles étaient en conformité au moins 95 p. 100 du temps, comparativement à 53 p. 100 en 1983.

Des quatre raffineries qui étaient soumises au règlement en 1983, deux étaient en conformité 100 p. 100 du temps, une, plus de 98 p. 100 du temps, et la dernière, plus de 89 p. 100 du temps. En 1984, le rendement s'était amélioré, quatre raffineries étaient en conformité 100 p. 100 du temps, et une, plus de 98 p. 100 du temps.

De 1972 à 1983, il y eut une tendance générale à la baisse pour les rejets nets (en kilogrammes par jour) de tous les paramètres réglementés. Le niveau de rejets de sulfures a atteint un minimum record pour tous les temps en 1980, suivi d'une augmentation de 26 p. 100 en 1983. À l'exception des sulfures, tous les autres paramètres ont été réduits pendant cette période: les huiles et graisses baissaient de 35 p. 100; les matières totales en suspension chutaient de 29 p. 100; les phénols de 53 p. 100; et l'azote ammoniacal de 21 p. 100. Ces réductions ne s'expliquent pas uniquement par la diminution de 20 p. 100 de la production, mais aussi par les efforts soutenus de l'industrie pour se

conformer aux exigences fédérales et provinciales et même les surpasser. Cela a été rendu possible grâce à l'amélioration ou au remplacement des installations existantes, et à la mise en place de systèmes de traitement efficaces aux nouvelles raffineries.

En moyenne, 28 p. 100 des tests demandés dans le règlement et les directives n'ont pas été obtenus en 1983. Cela s'explique principalement par le fait que certaines raffineries ne se sont conformées qu'aux exigences provinciales ou municipales de surveillance et de présentation de rapports, ce qui dans certains cas ne correspond pas aux critères fédéraux.

La plupart des raffineries (81 p. 100) utilisent un système de traitement secondaire (biologique) pour traiter leurs effluents. La majorité de ces raffineries dispose d'une installation de traitement secondaire sur place; les autres font d'abord subir à leur effluent un traitement primaire ou intermédiaire sur place et l'envoient ensuite à l'extérieur pour un traitement secondaire (habituellement dans une usine municipale d'épuration des eaux). Lorsque tout fonctionne bien, les systèmes de traitement existants permettent facilement de respecter les limites prescrites par le règlement et les directives du gouvernement fédéral. Souvent même, on atteint des teneurs bien inférieures aux limites.

Environnement Canada et l'APCE ont commandité des études de caractérisation des eaux usées de raffinerie et d'évaluation de l'efficacité des systèmes de traitement existants à réduire les concentrations de contaminants à l'état de traces [22, 23, 24]. La principale conclusion qui ressort de ces études est qu'une installation de traitement des eaux usées bien exploitée où l'on emploie "les meilleures techniques praticables" (et c'est le cas de la plupart des raffineries) élimine efficacement les polluants organiques prioritaires des eaux usées de raffinerie, alors que la plupart des métaux seront concentrés dans les boues. Quatre-vingt pour cent des composés sur la liste des polluants prioritaires de l'Environmental Protection Agency (É.-U.) n'ont pas été détectés de façon routinière dans les eaux usées de raffinerie. Toutefois, ceux que l'on a retrouvés de façon consistante dans les effluents sont le chrome, le zinc, le benzène, les naphtalènes, les phénols, les phtalates, les hydrocarbures aromatiques polynucléaires et certains de leurs dérivés. Les concentrations, dans la plupart des cas, étaient en deçà des critères de qualité de l'eau publiés par différents organismes de réglementation. Il faut toutefois remarquer que les échantillons d'effluent analysés ont été pris à la sortie des raffineries alors que l'effluent est habituellement dilué (par un facteur d'approximativement 10) avec l'eau de refroidissement non recirculée.

Pour arriver à mettre à jour les méthodes analytiques qui sont requises en vertu du règlement et des directives du gouvernement fédéral (13e édition de l'APHA[1]), une étude a été entreprise pour comparer les résultats analytiques pouvant être obtenus à l'aide des 13e et 15e éditions des méthodes APHA, pour les paramètres réglementés. Des problèmes analytiques (les résultats n'étaient pas reproductibles) ont surgi avec la 15e édition en ce qui concerne l'analyse des huiles et graisses, des phénols et de l'azote ammoniacal, ce qui laisse supposer qu'il faudra encore raffiner les méthodes. Les méthodes de la 15e édition semblent donner des valeurs plus élevées pour les phénols et l'azote ammoniacal, même si la corrélation des résultats varie beaucoup, fluctuant de 0 à 120 p. 100.

D'après une enquête de l'APCE en 1978, dans le cadre de laquelle 38 raffineries en exploitation avaient répondu, la quantité totale de résidus produits a été évaluée à 196 kt/an. De ce total, 61,8 kt/an (poids sec) étaient constituées de résidus solides ou semi-solides, alors que 69 kt/an consistaient en résidus aqueux (principalement des solutions acides ou caustiques). Des résidus de type déchets généraux représentaient 46 p. 100 des résidus solides et semi-solides. Les pratiques d'élimination utilisées pour l'ensemble des résidus générés étaient les suivantes: enfouissement, 35,7 p. 100; récupération/réutilisation, 29,7 p. 100; épandage, 17,8 p. 100; incinération, 6,9 p. 100; injection en puits profond, 1,4 p. 100; autres, 8,5 p. 100. Il semble, d'après certains indices, que l'emploi de la technique de l'épandage est à la hausse. Une récente étude sur l'épandage des résidus de raffineries (faite en laboratoire) montre qu'il y a une possibilité de biodégrader les hydrocarbures aromatiques polynucléaires récalcitrants (dans les résidus) grâce à un épandage approprié et contrôlé[21]. On effectue actuellement une étude sur le terrain pour confirmer ces résultats. Mais, d'autres études seront encore nécessaires pour déterminer les conditions optimales d'exploitation de cette technique.

D'autres études ont été effectuées pour déterminer le devenir des hydrocarbures dissous, qui pénètrent dans les eaux souterraines à la suite de déversements accidentels dans une raffinerie, ou lors de fuites provenant de réservoirs de stockage souterrains[25, 26]. Les composés les plus solubles de l'essence (benzène, toluène et xylène, connus sous le sigle BTX) ont fait l'objet de recherches, car ils suscitent le plus d'inquiétude pour l'environnement. D'après des travaux en laboratoire, la biodégradation des BTX dans les eaux souterraines peut se faire grâce à des microorganismes aérobies

---

1 APHA, *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 13e édition, American Public Health Association (1971).

présents naturellement, après addition d'oxygène ou de nitrates. Ces expériences sont actuellement vérifiées sur le terrain.

En tout, 14 raffineries ont fermé leurs portes ces dix dernières années (1976 à 1986). Plusieurs d'entre elles sont en désaffectation, ce qui entraîne le démantèlement des installations et l'aménagement du terrain à d'autres fins. Certaines démarches doivent être faites en vue d'identifier les problèmes environnementaux et d'assurer le nettoyage du terrain: l'évaluation de la contamination du terrain de l'usine avant l'échantillonnage sur place; l'échantillonnage du sol, des eaux souterraines et des eaux de surface; l'identification des critères de nettoyage; le nettoyage proprement dit du terrain; des analyses pour vérifier que le nettoyage était suffisant; et, si nécessaire, la mise en oeuvre d'un programme de surveillance à long terme. Les raffineries existantes peuvent prendre des mesures préventives pour réduire le coût et la complexité d'un nettoyage éventuel du terrain. Parmi ces mesures on peut citer: une gestion appropriée des déchets; la surveillance du sol et des eaux souterraines pour déceler toute contamination possible, et le nettoyage de ceux-ci avant que des problèmes surgissent; la tenue et la mise à jour de dossiers détaillés sur les pratiques environnementales. Dans le cas des nouvelles raffineries, certains facteurs de désaffectation peuvent être retenus au moment du choix du terrain, comme par exemple la capacité du sol du terrain proposé à dégrader, neutraliser, ou contenir les contaminants générés par les opérations de l'usine. On peut intégrer dans l'aménagement d'une nouvelle raffinerie des caractéristiques de conception et d'opération ainsi que des pratiques de gestion des déchets qui permettraient de prévenir ou contenir les rejets de contaminants dans l'environnement. La vérification environnementale régulière de toutes les opérations et procédures internes pouvant avoir des répercussions sur le milieu se fait de plus en plus dans l'industrie du raffinage et reflète une approche "proactive" et progressive d'une gestion judicieuse de l'environnement.

1 INTRODUCTION

En novembre 1973, Environnement Canada a émis le *Règlement et Directives sur les effluents des raffineries de pétrole*(1) en vertu de la *Loi sur les pêcheries*(2). Le règlement et les directives ne s'appliquent cependant pas aux installations associées à la production de pétrole synthétique à partir de charbon ou de sables bitumineux. On procède régulièrement à une évaluation de la conformité de l'industrie au règlement et aux directives. Environnement Canada a publié des rapports sur cette dernière en 1975, 1977 et 1980, mais ces documents se limitaient à l'évaluation des effluents liquides. Le présent rapport examine de surcroît l'ensemble de cette industrie et tous les résidus (gazeux, liquides et solides) qu'elle génère. Pour la première fois, les raffineries ont été identifiées par leur nom et leur emplacement, conformément à la "politique d'accès à l'information" du Ministère, qui a été annoncée en 1982, conformément à la *Loi sur l'accès à l'information*(3).

Les évaluations des émissions atmosphériques et des quantités de déchets solides ont été faites d'après des enquêtes industrielles conduites par l'Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien (APCE) et(ou) par Environnement Canada. L'évaluation de la conformité est fondée sur des rapports de conformité préparés par les bureaux régionaux d'Environnement Canada en collaboration avec l'industrie et les organismes environnementaux provinciaux concernés. Environnement Canada et les organismes provinciaux contrôlent périodiquement les effluents des raffineries grâce à des enquêtes sur le terrain. Un certain nombre d'études environnementales, effectuées par l'APCE et(ou) par Environnement Canada ces dernières années sont examinées dans le présent rapport. Ces études portaient, par exemple, sur les sujets suivants: le devenir des HAP[1] après leur élimination par épandage; les contaminants à l'état de traces dans les effluents des raffineries de pétrole; les méthodes analytiques requises par le règlement et les directives pour les effluents des raffineries de pétrole; le devenir des matières organiques dissoutes dans les eaux souterraines; les aspects environnementaux de la désaffectation de sites industriels. Les exigences réglementaires fédérales et provinciales ainsi que les techniques actuelles en matière de réduction de la pollution sont également présentées.

Pour les besoins de la présente étude, le Canada a été divisé en cinq régions: la région de l'Atlantique (comprenant Terre-Neuve, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-

---

1 HAP: hydrocarbures aromatiques polynucléaires.

Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard); la région de l'Ontario (seulement la province de l'Ontario); la région du Québec (seulement la province de Québec); la région de l'Ouest et du Nord (comprenant le Manitoba, la Saskatchewan, l'Alberta et les Territoires du Nord-Ouest); la région du Pacifique et du Yukon (comprenant la Colombie-Britannique et le Territoire du Yukon). À noter que l'évaluation de la conformité de l'industrie au règlement et aux directives a été effectuée à l'échelle nationale, régionale, et individuellement pour chaque raffinerie.

2 DESCRIPTION DE L'INDUSTRIE DU RAFFINAGE DU PÉTROLE

En 1983, il y avait 36 raffineries de pétrole en service au Canada, pour une production totale d'environ 256 000 m^3/d. Les raffineries de l'Ontario et du Québec transformaient 58 p. 100 du total de pétrole brut, alors que la grande région productrice de la région de l'Ouest et du Nord (principalement l'Alberta) en raffinait 22 p. 100. Huit raffineries ont été définitivement fermées en 1983. Deux nouvelles raffineries ont démarré, l'une en 1983 et l'autre en 1984. La production nationale, avec 30 raffineries, a baissé à 251 000 m^3/d en 1984. L'Ontario s'est maintenu en tête avec 32 p. 100, et la région de l'Ouest et du Nord avait le même pourcentage que le Québec (24 p. 100).

Les raffineries de pétrole sont principalement conçues pour le fractionnement et la conversion du pétrole brut en divers produits comme l'essence, le combustible diesel, les fuel-oils lourds et légers, les charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique, les carburants aviation, les asphaltes, le GPL (gaz de pétrole liquéfié), les lubrifiants, le kérosène, le mazout, etc. D'après les chiffres de 1984, l'essence représentait 39 p. 100 (en volume) de la production totale, suivie du combustible diesel avec 18 p. 100, et des fuel-oils légers et lourds avec 10 p. 100 chacun.

Le pétrole brut est la principale matière première du raffinage du pétrole; il peut être d'origine naturelle (gisements géologiques souterrains), ou synthétique (récupération à partir de sables bitumineux). Le pétrole brut est un mélange de nombreux hydrocarbures; sa composition et ses propriétés physiques sont très variées et dépendent de son origine. La composition élémentaire se situe généralement dans les plages suivantes: 84 à 87 p. 100 de carbone (en poids), 11 à 14 p. 100 d'hydrogène, 0 à 3 p. 100 de soufre, 0 à 1 p. 100 d'azote, 0 à 2 p. 100 d'oxygène, 0 à 1 p. 100 d'eau et 0 à 0,1 p. 100 de sels minéraux. De plus, le brut peut renfermer des traces de métaux lourds, comme le fer, l'arsenic, le chrome et le vanadium. Les pétroles bruts, selon leur composition en hydrocarbures, sont classés grossièrement dans les catégories suivantes: paraffiniques (peu abondantes au Canada), naphténiques, asphaltiques, mixtes (renfermant des paraffines et des substances asphaltiques), et à base aromatique (abondantes au Moyen-Orient).

2.1 Généralités

Les procédés utilisés pour convertir le pétrole brut en divers produits peuvent être divisés en quatre étapes majeures: **séparation, conversion, traitement et mélange.** Le pétrole brut est d'abord fractionné de façon sélective, principalement par distillation et, à moindre degré, par extraction par solvant et par cristallisation. Les procédés de

conversion servent à changer la taille et la forme des molécules d'hydrocarbures pour leur donner une plus grande valeur monétaire. Parmi ces procédés on peut citer: le craquage catalytique (pour scinder les grandes molécules en molécules plus petites); le réformage et l'isomérisation catalytiques (pour réarranger les molécules); et l'alkylation/polymérisation (pour lier les molécules entre elles). Les impuretés (comme les composés du soufre, de l'azote et de l'oxygène) qui se retrouvent dans les produits intermédiaires sont éliminées ou modifiées grâce à des méthodes de traitement, comme la désulfuration, la dénitrification ou des traitements chimiques (en milieux caustique ou acide). Lors de l'étape finale, les produits raffinés sont généralement mélangés entre eux, avec adjonction de certains additifs pour améliorer la qualité et rendre le produit fini conforme aux spécifications. La figure 1 présente un schéma simplifié des divers procédés et produits de raffinage du pétrole.

2.2 Description des procédés de l'industrie

2.2.1 Séparation

Distillation atmosphérique. - La première étape de la distillation atmosphérique consiste à préchauffer le pétrole brut et à le mélanger avec de l'eau dans une unité de dessalage. L'eau est ensuite séparée du pétrole brut, emportant avec elle les sels entraînés dans le pétrole depuis la formation géologique. Ce pétrole brut dessalé est ensuite à nouveau chauffé et introduit dans une colonne de distillation à une pression légèrement au-dessus de la pression atmosphérique. Le pétrole brut est ensuite séparé, par distillation et épuisement à la vapeur, en fractions de plages de températures d'ébullition déterminées. Les diverses fractions sont continuellement extraites et déviées pour d'autres traitements, ou utilisées comme produits finis. Les produits les plus légers sont retirés au sommet de la colonne; les niveaux inférieurs de la tour évacuent progressivement les fractions plus lourdes. Les résidus de la colonne, qui renferment les fractions pétrolières les plus lourdes sont transférés dans une colonne de distillation sous vide pour un fractionnement supplémentaire.

Distillation sous vide. - Le résidu provenant de la colonne de distillation atmosphérique est fractionné sous vide dans une colonne de distillation sous vide en un brai résiduel lourd, en un ou plusieurs gasoils lourds et en résidus.

2.2.2 Conversion

a) **Procédés de craquage.** - Parmi les procédés de craquage types, on peut citer le **craquage catalytique, l'hydrocraquage,** ainsi que la **viscoréduction** ou la **cokéfaction** (tous deux des procédés de craquage thermique).

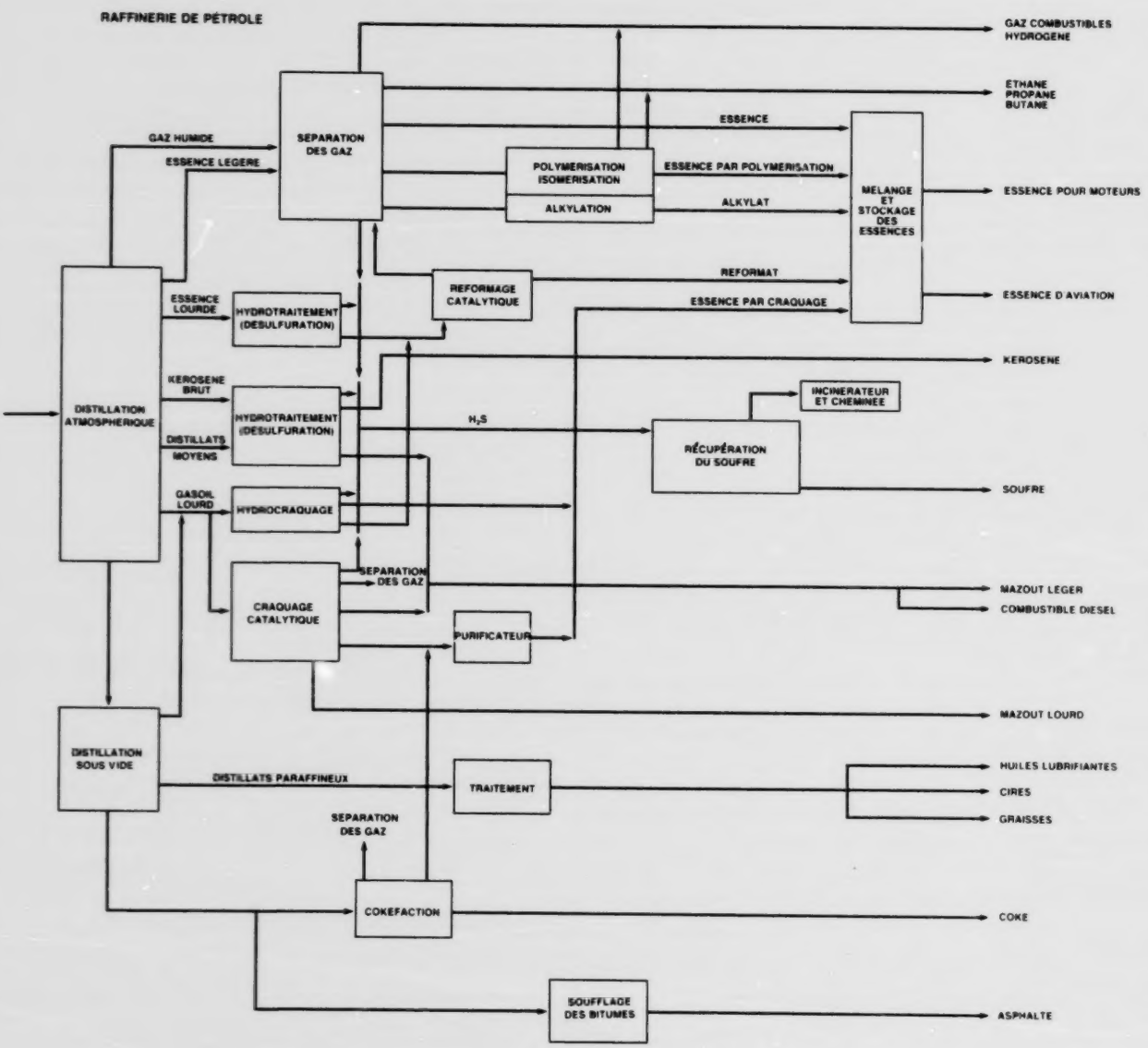


FIGURE 1 SCHÉMA SIMPLIFIÉ DU PROCÉDÉ DE RAFFINAGE DU PÉTROLE

1° **Le craquage catalytique** constitue un procédé-clé pour augmenter la qualité et la quantité des fractions d'essence. Le plus courant est celui qui utilise le type lit fluidisé. Dans ce procédé, un catalyseur de zéolite en fine poudre est maintenu en suspension dans le réacteur par l'alimentation en hydrocarbures provenant du bas du réacteur. Le pétrole se vaporise au contact du catalyseur chaud, et ses molécules sont fractionnées en molécules plus petites. Les vapeurs provenant du réacteur sont séparées du catalyseur entraîné, et passent dans la colonne de fractionnement, où les produits recherchés sont séparés, les fractions plus lourdes étant renvoyées au réacteur. Le catalyseur se désactive par dégradation thermique et par contact avec les métaux lourds dans la charge d'alimentation, ce qui nécessite sa régénération ou son remplacement.

2° **L'hydrocraquage** est fondamentalement un procédé de craquage catalytique et d'hydrogénation. Dans ce procédé, les composés polycycliques sont fractionnés pour donner des hydrocarbures mononucléaires et de type paraffines. De plus, le soufre et l'azote sont éliminés par transformation en hydrogène sulfuré et en ammoniac. Ces réactions se font à température et pression élevées en présence d'hydrogène et d'un catalyseur.

3° **La viscoréduction** est un ancien procédé qui a été remplacé par le craquage catalytique et l'hydrocraquage. Il s'agit d'un craquage thermique doux conçu pour réduire la viscosité de la charge d'alimentation. Cette dernière est soumise à un chauffage et à un craquage thermique dans le four. Après craquage, les produits passent dans une colonne de fractionnement, où les produits à basse température d'ébullition sont séparés en fractions de distillat léger, alors que le liquide est traité dans une autre colonne de fractionnement (peut être sous vide) pour la récupération du distillat lourd, et le résidu ou goudron peut servir de charge d'alimentation aux unités de cokéfaction ou de combustible pour la raffinerie.

4° **Cokéfaction.** - Les deux types de cokéfaction (la cokéfaction en lit fluidisé et la cokéfaction différée) ne sont utilisés que par quelques raffineries au Canada. La cokéfaction est un procédé de craquage thermique poussé dans lequel la charge d'alimentation est maintenue à une température élevée et à une pression faible pour permettre la formation et la séparation de coke. Après craquage, les produits sont envoyés dans une colonne de fractionnement, où il y a séparation et prélèvement de gaz, d'essence et de gasoil, les produits plus lourds retournant à l'unité de cokéfaction.

b) **Procédés de réarrangement.** - Le procédé de réarrangement le plus largement utilisé est le **reformage catalytique** qui améliore l'indice d'octane de l'essence provenant du pétrole brut. Cela est réalisé par réarrangement moléculaire des naphtènes par déshydrogénation, et par celui des paraffines par isomérisation et déshydrocyclisation. Le catalyseur du réformeur est habituellement du chlorure de platine à base d'alumine, et il peut également renfermer un métal noble qui augmente son activité, comme le rhénium. Dans plusieurs installations, le catalyseur est régénéré ou remplacé tous les six à douze mois. Dans d'autres installations, le catalyseur est retiré continuellement et régénéré sur place pour usage ultérieur. Les raffineries choisissent de plus en plus l'emploi de cette dernière méthode qui ne requiert pas un arrêt périodique des opérations pour la

régénération du catalyseur comme dans le cas des unités conventionnelles de reformage. Les réactions de déshydrogénation et de déshydrocyclisation produisent de grandes quantités d'hydrogène comme produit secondaire, lequel peut être employé dans divers procédés de traitement à l'hydrogène.

c) **Procédés de combinaison.** - Deux procédés, l'alkylation et la polymérisation, servent à obtenir des mélanges à essence à partir des hydrocarbures gazeux formés durant les opérations de craquage.

1° **L'alkylation** est la réaction d'une oléfine avec une isoparaffine (généralement de l'isobutane) en présence d'un catalyseur (acide sulfurique à 98 % ou acide fluorhydrique à 75 % à 90 %) pour l'obtention de composés à indice d'octane élevé, appelés alkylats. La réaction se fait à température et pression contrôlées. Les produits du réacteur sont séparés dans un décanteur, d'où l'acide est renvoyé au réacteur, l'alkylat faisant l'objet d'un traitement supplémentaire. Cet hydrocarbure est épuré à l'aide d'une solution caustique pour éliminer l'acide et les composés sulfurés organiques, avant de passer dans la section de fractionnement. L'isobutane est renvoyé dans l'alimentation du réacteur, l'alkylat est retiré du bas du débutaniseur, et le butane et le propane normaux sont extraits du procédé et utilisés sous forme de GPL. L'alkylat, le butane et le propane normaux sont également épurés à l'aide d'une solution caustique.

2° **La polymérisation** est une réaction où deux ou plus de deux molécules oléfiniques sont combinées. Ce procédé est en déclin étant donné que la qualité et la quantité des produits à base d'essence sont inférieures à celles du procédé d'alkylation. La charge d'alimentation doit d'abord être traitée en milieu caustique pour éliminer les composés sulfurés, puis avec de l'eau pour supprimer les composés azotés et l'excès de produit caustique. Ces traitements sont nécessaires pour protéger le catalyseur dans le réacteur. Après le traitement, la charge d'hydrocarbures est mise en contact avec un catalyseur acide dans le réacteur, à température et pression élevées. Le catalyseur est généralement de l'acide phosphorique ou, dans certaines unités plus anciennes, de l'acide sulfurique. Le produit polymérisé provenant du réacteur est ensuite traité pour éliminer toutes traces d'acide.

2.2.3 Traitement

a) **Hydrotraitement.** - L'hydrotraitement est un procédé d'hydrogénation relativement doux, qui permet de saturer les oléfines et(ou) de réduire la quantité de composés sulfurés, azotés et oxygénés, ainsi que la quantité d'halogénures et de métaux à l'état de traces, présents dans la charge d'alimentation, sans modifier la plage d'ébullition de cette dernière. Ce procédé permet de stabiliser le produit en convertissant en paraffines les oléfines et les dioléfines instables entraînant la formation de gomme, et également d'améliorer l'odeur et la couleur des produits. Il existe divers types d'unités d'hydrotraitement, mais leur schéma de fonctionnement est pratiquement le même. La charge d'alimentation est combinée à l'hydrogène recyclé, chauffée à la température de la

réaction, puis chargée dans le réacteur. En présence d'un catalyseur (sulfure métallique), l'hydrogène réagit avec l'hydrocarbure pour donner de l'hydrogène sulfuré, de l'ammoniac, des hydrocarbures saturés et des métaux libres. Ces derniers demeurent sur le catalyseur et d'autres produits quittent le réacteur avec les hydrocarbures et l'hydrogène. Les produits du réacteur sont refroidis puis envoyés dans un séparateur d'hydrogène, d'où l'hydrogène est renvoyé dans le système. Les hydrocarbures passent dans une colonne de fractionnement pour séparer les naphtes légers et l'hydrogène sulfuré des matières premières recherchées.

b) **Traitement chimique.** - Un certain nombre de méthodes chimiques sont utilisées dans une raffinerie pour traiter les divers hydrocarbures. Elles peuvent être classées en trois groupes: traitement acide, procédés d'adoucissement et extraction par solvant.

1° **Le traitement acide** consiste à mettre en contact les hydrocarbures avec de l'acide sulfurique concentré pour éliminer les composés sulfurés et azotés, précipiter les matières asphaltiques ou de type gomme, et améliorer la couleur et l'odeur.

2° **Les procédés d'adoucissement** permettent d'oxyder les mercaptans en disulfures moins odorants, sans réellement éliminer le soufre. Les procédés Merox sont les procédés d'adoucissement les plus connus; les autres sont les procédés au sulfure de plomb, à l'hypochlorure et au chlorure de cuivre. Dans les procédés Merox, un catalyseur constitué de chélates de métaux du groupe du fer est utilisé en milieu alcalin pour activer l'oxydation des mercaptans en disulfures avec l'air comme source d'oxygène.

3° **L'extraction par solvant** fait appel à l'utilisation d'un solvant qui a une certaine affinité pour les composés non souhaités, et qui peut être facilement séparé du produit. Les mercaptans sont extraits grâce à une solution caustique forte. Le solvant est généralement régénéré par traitement thermique, épuisement ou soufflage d'air.

c) **Traitement des gaz.** - Ces procédés servent à éliminer les composés sulfurés dans les divers courants gazeux. L'hydrogène sulfuré (H_2S) peut être extrait par une solution d'amine, avec formation d'un courant gazeux concentré de H_2S, qui peut être envoyé à une unité de récupération du soufre.

d) **Traitement par des moyens physiques.** - Les méthodes physiques sont des étapes intermédiaires dans le traitement du pétrole brut et sont souvent employées pour traiter les divers hydrocarbures ou éliminer les constituants indésirables. Parmi ces méthodes, on peut citer les suivantes: coalescence électrique, filtration, adsorption et soufflage d'air. Les méthodes physiques servent à dessaler le pétrole brut, éliminer la cire, décolorer les huiles lubrifiantes, éclaircir le combustible diesel (pour enlever la turbidité causée par l'humidité), etc.

2.2.4 Mélanges et additifs. - Un certain nombre de produits intermédiaires, appelés "huiles de base", sont mélangés pour obtenir un produit qui rencontre les diverses spécifications du produit fini. Parmi les exigences types, on peut citer la volatilité, la viscosité, l'indice d'octane et d'autres paramètres. L'opération de mélange consiste à réunir les proportions exactes d'huiles de base par un mélange approprié, pour l'obtention d'un produit homogène.

Pour améliorer les propriétés des produits, on utilise certains additifs. Par exemple, du plomb tétraéthyle est ajouté à l'essence pour augmenter l'indice d'octane; mais, avec la récente réglementation qui limite la quantité de plomb dans l'essence, d'autres additifs sont utilisés. On emploie également des additifs comme les anti-oxydants, des produits anti-givre et des désactivateurs de métaux pour, entre autres, empêcher la formation de gomme.

3 ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES

3.1 Réglementation

La juridiction fédérale pour la pollution atmosphérique s'exerce par l'entremise de la *Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique*[4]. En vertu de cette loi, le gouvernement fédéral a les pouvoirs suivants: établir des objectifs nationaux pour la qualité de l'air ambiant; élaborer des lignes directrices à l'échelle nationale pour les émissions de diverses sources (fixes comme les raffineries de pétrole, ou autres); réglementer la composition des combustibles et carburants; prescrire des normes nationales pour les émissions dans le cas des sources fixes, lorsqu'il y a danger significatif pour la santé ou lorsqu'il existe des accords internationaux, ou encore en l'absence de ces accords, lorsqu'on peut raisonnablement supposer que la santé, la sécurité ou le bien-être de personnes dans un autre pays sont menacés.

Les provinces se sont dotées d'une législation générale pour la lutte contre la pollution atmosphérique. Seuls le Québec, l'Alberta et la Colombie-Britannique ont fixé des normes spécifiques pour les raffineries de pétrole. Au Québec, les raffineries situées sur le territoire de la Communauté urbaine de Montréal (CUM) doivent respecter les règlements de la CUM (pour les émissions atmosphériques) en plus de la législation provinciale.

3.1.1 Exigences férédales. - En vertu de la *Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique*, des *Objectifs nationaux afférents à la qualité de l'air ambiant*[5] ont été fixés pour l'anhydride sulfureux, le dioxyde d'azote, les particules en suspension, le monoxyde de carbone et l'ozone. Ces objectifs ne sont pas particuliers à l'industrie du raffinage du pétrole. Il existe trois niveaux de qualité de l'air ambiant: tolérable, acceptable et souhaitable. *Le niveau tolérable* comprend les concentrations qui nécessitent immédiatement des mesures pour éviter une détérioration plus grave de la qualité de l'air, qui pourrait menacer le mode de vie normal ou représenter un risque significatif pour la santé du public. *Le niveau acceptable* couvre les concentrations permettant d'assurer une protection suffisante contre tout effet nocif menaçant le confort personnel et le bien-être, la visibilité, les animaux, la végétation, le sol, l'eau et les matériaux. *Le niveau souhaitable* représente un objectif à long terme pour la qualité de l'air et une base de comparaison pour la protection des régions non polluées du pays.

La composition des carburants est réglementée en vertu de la *Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique*. Par exemple, la teneur en plomb de l'essence au plomb a fait récemment l'objet d'une réglementation pour la réduire de 0,77 à 0,29 g/l. Cette

nouvelle réglementation sera en vigueur à partir du 1er janvier 1987 (la teneur de l'essence sans plomb demeurant à 0,013 g/l), et le gouvernement fédéral a l'intention de mettre en oeuvre une législation permettant de supprimer complètement le plomb dans l'essence d'ici la fin de 1992. De plus, les raffineries de pétrole sont tenues de déclarer la teneur en soufre de leurs produits pétroliers ainsi que les additifs qu'elles utilisent.

3.1.2 Exigences provinciales. - La plupart des provinces ont établi des critères de qualité de l'air ambiant, qui équivalent aux *Objectifs nationaux afférents à la qualité de l'air ambiant* du gouvernement fédéral. Les prescriptions provinciales particulières à l'industrie du raffinage du pétrole ou qui s'appliquent également à ce secteur font l'objet d'un examen dans les paragraphes qui suivent.

Québec. - Le Québec possède des normes spéciales d'émission qui s'appliquent aux raffineries de pétrole. Les émissions de particules et de monoxyde de carbone provenant des unités de cokéfaction et de craquage catalytique ne doivent pas dépasser les teneurs présentées au tableau 1. Les mesures anti-pollution pour réduire les émissions de vapeurs d'hydrocarbures provenant des réservoirs de stockage sont également précisées (tableau 2). Les tableaux 3 et 4 donnent respectivement les normes d'émission s'appliquant aux particules et aux oxydes d'azote provenant de la consommation de combustible fossile.

La teneur en soufre d'un combustible à brûler ne doit pas dépasser (en poids): 3,0 p. 100 pour les huiles lourdes; 1,0 p. 100 pour les huiles intermédiaires; 0,5 p. 100 pour les huiles légères; et 2,0 p. 100 pour le charbon. De plus, depuis le 1er décembre 1980, la teneur en soufre d'une huile lourde produite ne doit pas être supérieure à 2,5 p. 100 en poids. Ces normes pour les huiles lourdes et le charbon ne s'appliquent pas dans le cas où une partie du soufre contenu dans les gaz de carneau est récupérée et combinée à la matière première; ou dans le cas où une partie du soufre contenu dans les gaz de carneau est récupérée. Cependant si le même établissement utilise simultanément de l'huile lourde ou du charbon avec un autre combustible à faible teneur en soufre, les normes s'appliquent différemment (c.-à-d. sur la base de la chaleur de combustion équivalente de l'autre combustible).

Comme il a été dit précédemment, les raffineries montréalaises (Petro-Canada, Shell, Esso et Gulf durant leur exploitation) sont assujetties au règlement nº 44(6) de la CUM qui limite plus sévèrement la teneur en certains polluants. En vertu de ce règlement, la teneur en soufre (en poids) d'un combustible à brûler ne peut excéder 1,25 p. 100 pour les huiles lourdes, 1 p. 100 pour les huiles intermédiaires et 0,4 p. 100 pour les huiles légères; la teneur limite en soufre du charbon est basée sur le pouvoir calorifique équivalent d'un autre combustible. La CUM a également restreint la limite

pour les émissions de particules provenant des unités de craquage catalytique et de cokéfaction à 100 mg/m^3 (en comparaison de la limite provinciale de 115 mg/m^3). De plus les émissions de particules provenant des unités de combustion sont limitées à 60 mg/MJ pour une capacité calorifique du combustible à brûler de moins de 60 MW et à 43 mg/MJ pour une capacité calorifique égale ou supérieure à 60 MW.

TABLEAU 1 MESURES DE DÉPOLLUTION S'APPLIQUANT AUX UNITÉS DE CRAQUAGE CATALYTIQUE ET DE COKÉFACTION (Québec)

Âge des unités de craquage catalytique et de cokéfaction	Limites d'émission dans des conditions standard	
	Particules	Monoxyde de carbone
Neuves (à partir du 1er juin 1981)	115 mg/m^3 de gaz non dilué	500 ppm sur une base sèche
Existantes (avant le 1er juin 1981)	-	1500 ppm sur une base sèche

TABLEAU 2 MESURES DE DÉPOLLUTION S'APPLIQUANT AUX VAPEURS D'HYDROCARBURES PROVENANT DES RÉSERVOIRS DE STOCKAGE (Québec)

Type de réservoir	Capacité (m^3)	Tension de vapeur dans des conditions normales (kPa)	Mesures anti-pollution
Neuf (depuis le 1er juillet 1983)	≥ 250	10 à 75	Toit flottant ou l'équivalent
Tous	≥ 250	> 75	Système de récupération des vapeurs ou l'équivalent
Tous	≥ 5	-	Remplissage à l'aide de conduites submergées
Au-dessus du sol	< 5	-	Soupape de sécurité sous vide ou pressurisation

TABLEAU 3 NORMES D'ÉMISSION DE PARTICULES (NIVEAU ACCEPTABLE) POUR LES INSTALLATIONS DE COMBUSTION EXISTANTES (Québec)

Capacité calorifique en combustible brûlé (MW)	Type de combustible	Limites pour les émissions (particules, mg/MJ)	
		Nouvelle installation	Installation existante
3 à 15	Gaz ou huile	60	85
3 à 70	Charbon	60	85
15	Gaz ou huile	45	60
70	Charbon	45	60

Remarque: Ces limites sont en vigueur depuis le 1er juin 1981.

TABLEAU 4 NORMES D'ÉMISSION D'OXYDES D'AZOTE (NIVEAU ACCEPTABLE) POUR LES INSTALLATIONS DE COMBUSTION NOUVELLES (Québec)

Capacité calorifique en combustible brûlé (MW)	Type de combustible	Normes d'émission (ppm, base sèche, à 3 % de O_2)
70	Charbon	500
	Huile	250
	Gaz	200
15 à 70	Charbon	450
	Huile	325
	Gaz	150

Alberta. - En Alberta, toutes les raffineries doivent posséder un permis d'exploitation conformément à l'*Alberta Clean Air Act*(7). Chaque permis renferme les caractéristiques, conditions et exigences propres à une raffinerie donnée. Les limites d'émission atmosphérique qui s'appliquent aux raffineries de pétrole en Alberta s'établissent comme suit: 0,2 kg/1000 kg (particules/gaz de carneau), de toutes les sources; 0,66 t/1000 m^3 (anhydride sulfureux/pétrole brut traité), de toutes les sources; et 1000 ppm de monoxyde de carbone provenant des unités de craquage catalytique fluidisé.

Les émissions provenant des installations de stockage d'hydrocarbures doivent être réduites soit à l'aide d'un toit flottant ou à l'aide d'un système équivalent de récupération des gaz pour les réservoirs de plus de 15 m de diamètre, et les produits ayant une pression de vapeur de plus de 86 kPa doivent être stockés dans des contenants sous pression.

Colombie-Britannique. - Le ministère des Terres, Forêts et Ressources en eau de la Colombie-Britannique (maintenant le ministère de l'Environnement et des Parcs) a publié en 1974 un rapport intitulé *Pollution Control Objectives for the Chemical and Petroleum Industries of British Columbia*[8]. Ce document propose des objectifs de dépollution pour le choix des teneurs limites d'émission et l'élaboration de lignes directrices pour la qualité de l'air ambiant. Le tableau 5 présente un résumé des objectifs anti-pollution pour les raffineries de pétrole.

3.2 Sources d'émissions et mesures anti-pollution

Les principales sources d'émissions dans l'industrie du raffinage du pétrole sont les suivantes: réservoirs de stockage; réchauffeurs des unités de traitement et chaudières; régénérateurs de l'unité de craquage catalytique; usines de soufre et épuiseurs d'eau acide. Il existe également des sources mineures de dégagements: séparateurs d'huile, installations de purge, installations de chargement, soupapes de sécurité, torches et fuites provenant des valves, des raccordements, ainsi que des joints étanches des pompes et des compresseurs. Les contaminants les plus courants libérés dans l'atmosphère par les raffineries sont les suivants: monoxyde de carbone, oxydes de soufre, hydrocarbures, oxydes d'azote et matières particulaires. De plus, il y a émission de volumes moins importants de produits malodorants comme l'hydrogène sulfuré (H_2S), les mercaptans, les aldéhydes, l'ammoniac et les composés phénolés. Le tableau 6 résume les sources possibles de chaque contaminant.

3.2.1 Monoxyde de carbone. - Le monoxyde de carbone est principalement produit lors de la régénération du catalyseur dans l'unité de craquage catalytique, et il est évacué avec les gaz de carneau du régénérateur. Pour diminuer les émissions de monoxyde de carbone, les gaz de régénération sont soit mis en contact avec un catalyseur promoteur, soit envoyés dans une chaudière à monoxyde de carbone (CO), où celui-ci est oxydé en anhydride carbonique et en eau. Dans la plupart des cas, il faut un combustible auxiliaire en plus du monoxyde de carbone pour élever la température des gaz à celle de l'allumage. La chaudière à CO oxyde également les composés sulfurés présents dans le combustible en anhydride sulfureux, et convertit les petites quantités d'ammoniac dans le gaz de carneau du régénérateur en oxydes d'azote. Au Canada, la plupart des raffineries utilisent des chaudières à CO.

TABLEAU 5 OBJECTIFS POUR LES ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES DES RAFFINERIES DE PÉTROLE (Colombie-Britannique)

	Niveau A	Niveau B	Niveau C
Usine de soufre			
Récupération de soufre, %*	99+	99	94
Anhydride sulfureux, mg/m^3 (ppm)	830 (300)	**	**
Ensemble de la raffinerie			
Anhydride sulfurique, mg/m^3	25	50	100
Régénérateur UCCF			
Matières particulaires, mg/m^3	115	345	690
Hydrocarbures (sous forme d'hexane), en mg par m^3 de matière première de craquage (ppm)	90 (25)	180 (50)	540 (150)
Monoxyde de carbone, mg/m^3 (ppm)	2400 (2000)	2400 (2000)	120 000 (100 000)
Anhydride sulfureux, mg/m^3 (ppm)	830 (300)	1650 (600)	2800 (1000)
Usine de vapeur			
Matières particulaires***, mg/m^3	150	200	300
Anhydride sulfureux, mg/m^3 (ppm)	830 (300)	1650 (600)	2800 (1000)

* Quantité totale de soufre récupéré à partir des gaz combustibles de la raffinerie.

** Des objectifs de concentration pour les émissions n'ont pas été établis pour les niveaux B et C, mais ils doivent être conformes aux directives relatives à la qualité de l'air ambiant.

*** Valeur corrigée pour 12 p. 100 d'anhydride carbonique.

Niveau A: Objectifs s'appliquant aux émissions nouvelles et proposées et, à l'aide des meilleures techniques praticables, s'appliquant aux émissions existantes en voie d'être améliorées.

Niveau B: Objectif intermédiaire pour toutes les sources d'émissions existantes à atteindre dans un laps de temps déterminé par le Directeur, et objectif immédiat pour les émissions existantes qui pourraient être augmentées quantitativement ou modifiées qualitativement après expansion ou modification du procédé.

Niveau C: Objectif immédiat pour toutes les industries pétrolières existantes, à atteindre dans les délais les plus courts possible techniquement.

TABLEAU 6 SOURCES D'ÉMISSIONS POSSIBLES DES RAFFINERIES DE PÉTROLE

Contaminant émis	Sources possibles
Monoxyde de carbone	Régénération du catalyseur, décokage, groupes motocompresseurs, incinérateurs
Oxydes de soufre	Chaudières, réchauffeurs des unités de traitement, régénérateurs de l'unité de craquage catalytique, unités de traitement, torches de H_2S, opérations de décokage
Hydrocarbures	Installations de chargement, arrêts pour entretien, échantillonnage, réservoirs de stockage, séparateurs d'huile, systèmes de purge, régénérateurs de catalyseur, pompes, valves, changement des brides, tours de refroidissement, éjecteurs, soufflage d'air, équipement haute pression pour la manipulation des hydrocarbures volatils, réchauffeurs des unités de traitement, chaudières, groupes motocompresseurs, condenseurs barométriques
Oxydes d'azote	Réchauffeurs des unités de traitement, chaudières, groupes motocompresseurs, régénérateurs de catalyseur, torches
Matières particulaires	Régénérateurs de catalyseur, chaudières, réchauffeurs des unités de traitement, opérations de décokage, incinérateurs
Aldéhydes	Régénérateurs de catalyseur
Ammoniac	Régénérateurs de catalyseur, épuiseurs d'eau acide
Odeurs	Unités de traitement (soufflage d'air, soufflage de vapeur), drains, évents de réservoirs, fosses de condenseurs barométriques, séparateurs d'huile, unités de traitement des gaz (H_2S)

3.2.2 **Anhydride sulfureux.** - Les principales sources d'émission d'anhydride sulfureux (SO_2) sont les suivantes:

a) combustion d'huile ou de gaz;

b) gaz du régénérateur de craquage catalytique;

c) gaz libérés de l'épuiseur d'eau acide (source de H_2S);

d) unité de récupération du soufre.

Les composés sulfurés (initialement présents dans le pétrole brut) qui ne passent pas dans les gaz de carneau de la raffinerie, demeurent dans les produits liquides et solides. Les concentrations de soufre les plus fortes se retrouvent généralement dans les liquides les plus lourds, qui proviennent des résidus de la colonne sous vide. Lorsque ces liquides sont utilisés comme combustibles dans la raffinerie même, le soufre est converti et libéré sous forme d'anhydride sulfureux. Pour réduire ces rejets, les résidus de distillation peuvent être désulfurés ou mélangés avec une huile légère renfermant peu de soufre. Dans certaines raffineries les résidus de la colonne sous vide sont mélangés avec des gazoles légers et lourds pour produire des huiles lourdes qui sont vendues et utilisées par les raffineries comme combustibles liquides.

Les gaz de procédé et les gaz combustibles renfermant d'importantes teneurs en hydrogène sulfuré (H_2S) et des sulfures organiques sont traités pour l'élimination des composés sulfurés. Une solution aminée pauvre sert à absorber l'hydrogène sulfuré présent dans le gaz combustible. La solution est ultérieurement épurée de son hydrogène sulfuré; ensuite, le gaz de tête de l'épuiseur est envoyé avec d'autres gaz de carneau à l'usine de récupération de soufre. Le procédé "Claus" est utilisé dans la plupart des raffineries pour récupérer le soufre à partir de ces gaz. Dans ce procédé, de l'air, à débit réglé, alimente un four pour oxyder un tiers de l'hydrogène sulfuré en anhydride sulfureux (SO_2). Le gaz libéré est refroidi pour condenser le soufre élémentaire produit. Le gaz est ensuite réchauffé et passe dans le convertisseur catalytique où l'hydrogène sulfuré et l'anhydride sulfureux réagissent pour donner du soufre élémentaire supplémentaire. Pour augmenter la production de soufre, la conversion catalytique peut être répétée après la condensation de ce soufre supplémentaire. Le gaz (gaz de queue) libéré par la dernière étape de conversion du procédé Claus est généralement brûlé pour donner de l'anhydride sulfureux. Certaines raffineries utilisent un système d'épuration des gaz de queue pour récupérer davantage de soufre dans ces gaz, et ainsi réduire les émissions d'anhydride sulfureux.

Les raffineries canadiennes n'éliminent pas directement les émissions d'anhydride sulfureux provenant des unités de craquage catalytique; elles ne font que réduire la teneur en soufre de la charge d'alimentation et utiliser un catalyseur qui a moins tendance à retenir l'anhydride sulfureux. Le procédé FGD (désulfuration du gaz de carneau) pourrait permettre de réduire les émissions d'anhydride sulfureux. Il existe deux types de procédés FGD: non régénérateur et régénérateur. Le procédé non régénérateur élimine l'anhydride sulfureux dans le gaz de carneau et le convertit en un produit non commercialisable, qui doit être enfoui dans une décharge contrôlée. Le procédé régénérateur élimine l'anhydride sulfureux et donne des formes commercialisables de soufre (soufre élémentaire, anhydride sulfureux pur, acide sulfurique et gypse).

3.2.3 Hydrocarbures. - Les principales sources d'émission d'hydrocarbures sont les suivantes:

a) réservoirs de stockage;
b) torches, pompes et compresseurs;
c) combustion de carburant et combustible;
d) installations de chargement;
e) sources diverses.

La volatilité des produits pétroliers ou du pétrole brut qui sont stockés dans les réservoirs est à l'origine des émissions de vapeurs d'hydrocarbures. Ces émissions sont le résultat des variations diurnes de température, des opérations de remplissage et de la volatilisation. Les émissions d'hydrocarbures provenant des réservoirs peuvent être considérablement réduites soit par l'utilisation de réservoirs à toit flottant, au lieu de réservoirs à toit conique, soit par connexion d'un système de récupération de vapeurs aux évents d'un toit conique. Au Canada, les réservoirs à toit flottant sont devenus de plus en plus courants, et en 1983, ils représentaient 89 p. 100 de la capacité totale de stockage.

Les pompes et les compresseurs libèrent d'importantes quantités d'hydrocarbures dans l'atmosphère. Les joints étanches plans, de type simple ou double, sont plus efficaces que les brides pour réduire les fuites à l'atmosphère provenant de l'arbre de la pompe. Au Canada, les joints étanches plans remplacent peu à peu les brides. Pour réduire les émissions d'hydrocarbures provenant des pompes et des compresseurs, elles doivent être envoyées dans un système d'élimination pour la récupération, ou à des torches. De plus, il existe des dispositifs appropriés permettant la combustion sans fumée des hydrocarbures qui sont brûlés dans les torches.

Le remplissage des contenants utilisés pour le transport des produits pétroliers peut constituer une source significative d'émissions d'hydrocarbures. Lors du chargement du produit, il y a dégagement de gaz renfermant des hydrocarbures vers l'atmosphère. Pour minimiser ces pertes, les vapeurs peuvent être recueillies en entourant le panneau de remplissage par une enceinte, et en dirigeant les vapeurs retenues vers un système de récupération ou d'élimination. Une autre méthode employée actuellement par les raffineries pour minimiser les pertes est le chargement submergé.

Parmi les diverses sources d'émission d'hydrocarbures, on peut citer les suivantes: fuites mécaniques, éjecteurs (distillation) et condenseurs barométriques, tours de refroidissement, séparateurs d'huile, échappements des moteurs, ventilation et purge pendant l'arrêt des opérations pour l'entretien, et soufflage d'air. Les émissions provenant de ces sources sont généralement mineures et intermittentes. Pour les minimiser, des

systèmes fermés, avec récupération de la vapeur et(ou) combustion complète, pourraient être employés avant l'évacuation vers l'atmosphère. Les émissions d'hydrocarbures provenant des séparateurs d'huile pourraient être réduites par recouvrement de ces derniers, ce qui diminuerait l'évaporation des huiles d'écrémage.

3.2.4 Oxydes d'azote. - Ces émissions proviennent principalement de la combustion et de l'unité de craquage catalytique. Pendant la combustion, des oxydes d'azote (NO_x) se forment dans la chaudière par oxydation de l'azote contenu dans l'air et dans le combustible. Parmi les facteurs qui influent sur la formation des oxydes d'azote, on peut citer le modèle et la température de la chambre de combustion, la quantité d'air en excès présent, et la quantité d'azote contenu dans le combustible. Le moyen le plus efficace de réduire les émissions d'oxydes d'azote est de minimiser leur formation grâce à des techniques de combustion améliorées. Cela suppose la maîtrise des paramètres de fonctionnement et des modifications au niveau de la conception des fours pour les nouvelles installations.

3.2.5 Particules. - Les deux principales sources d'émission de matières particulaires sont le catalyseur présent dans le gaz des régénérateurs provenant des unités de craquage catalytique et l'emploi de matières combustibles (les huiles lourdes en particulier) dans les réchauffeurs des unités de traitement et les chaudières.

Les particules de catalyseur peuvent s'échapper avec les gaz de carneau provenant du régénérateur et de l'unité de craquage catalytique. La récupération de ces émissions peut se faire par passage des gaz à travers des cyclones à plusieurs étapes, et dans des précipitateurs électrostatiques. Les particules les plus grossières sont séparées du gaz dans le cyclone sous l'effet de la force centrifuge. Dans la deuxième ou troisième étapes du cyclone, le fractionnement se poursuit avec séparation des particules plus fines (jusqu'à 10 µm). Le précipitateur électrostatique sert à séparer les particules inférieures à 10 µm. La conductivité électrique des particules dans le gaz peut être augmentée par injection d'ammoniac.

Il y a également formation de particules lors de la combustion de matières combustibles (les huiles lourdes en particulier) dans les chaudières, les réchauffeurs, les incinérateurs et les torches. Une conception et un fonctionnement appropriés, combinés à l'utilisation de précipitateurs électrostatiques pour le gaz de carneau, peuvent permettre une dépollution satisfaisante. Des systèmes de torches sans fumée et la conversion des chaudières et des réchauffeurs au gaz naturel au lieu des autres combustibles peuvent également réduire les émissions de particules.

3.2.6 Odeurs. - Les émissions d'odeurs sont relativement faibles, comparativement aux émissions totales. Les émissions diverses de composés sulfurés, comme les mercaptans et l'hydrogène sulfuré, peuvent être minimisées grâce à une bonne conception des installations et à de bonnes pratiques de fonctionnement et d'entretien. Les gaz résiduels renfermant de l'hydrogène sulfuré ou de l'ammoniac peuvent être envoyés à l'usine de récupération de soufre. Toutefois, la quantité d'ammoniac que l'on peut envoyer au procédé Claus est limitée (l'ammoniac désactivant le catalyseur), et dans ce cas, on peut séparer l'ammoniac du courant gazeux d'hydrogène sulfuré et le brûler. L'ammoniac présent dans les eaux usées est habituellement éliminé dans l'épuiseur d'eau acide. Des systèmes anti-pollution pour les hydrocarbures, comme les réservoirs à toit flottant et les dispositifs de récupération des vapeurs, permettront de réduire les odeurs provenant des réservoirs de stockage. Il faudra peut-être prévoir des systèmes de traitement spéciaux pour les odeurs dues au soufflage d'air.

3.3 Émissions atmosphériques

Un questionnaire a été élaboré avec la collaboration de l'Association pétrolière pour la conservation de l'environnement canadien (APCE) au début de 1984, pour évaluer les émissions atmosphériques en 1983 de l'industrie du raffinage du pétrole. Les résultats sont résumés ci-après sur une base régionale, et ils couvrent les émissions des 28 raffineries qui ont été en service durant toute l'année (1983). Une analyse plus détaillée de ces mêmes données, par raffinerie, est présentée dans le rapport de l'APCE numéro 85-1[9].

3.3.1 Monoxyde de carbone. - Le tableau 7 présente les émissions de monoxyde de carbone provenant des unités de craquage catalytique et de la combustion de matières combustibles pour la propre consommation des raffineries. En 1983, les émissions de monoxyde de carbone provenant des unités de craquage catalytique étaient évaluées à 69 230 tonnes (96 p. 100 des émissions totales), et il y avait 3009 tonnes d'émissions dues à la combustion. Sur les 24 raffineries possédant des unités de craquage catalytique, vingt décontaminaient leurs émissions de monoxyde de carbone grâce à des chaudières à CO.

3.3.2 Anhydride sulfureux. - Le tableau 8 présente les émissions d'anhydride sulfureux par source. Les émissions totales pour 1983 se chiffraient à 131 550 tonnes. Ce total se répartissait comme suit: réchauffeurs des unités de traitement et chaudières, 51 p. 100; unités de craquage catalytique, 20 p. 100; épuiseurs d'eau acide, 13 p. 100; gaz de queue provenant des usines de récupération du soufre, 10 p. 100; autres sources, comme les évents et les torches, 6 p. 100. Vingt raffineries au Canada avaient sur place leurs propres

TABLEAU 7 ÉMISSIONS DE MONOXYDE DE CARBONE (CO) PROVENANT DES UNITÉS DE CRAQUAGE CATALYTIQUE ET DE COMBUSTION (1983)

Région	Charge d'alimentation fraîche du craquage catalytique (m^3/d)[a]	Émissions de CO (kg/d)[a]		
		Craquage catalytique	Consommation de combustible pour propre usage	Total
Atlantique	6 232,5	474,8	447,9	922,7
Québec	11 283,4	1 233,6*	2 164,9	3 398,5
Ontario	18 412,8	84 362,5***	3 589,3	87 951,8
Ouest et Nord	15 044,3**	56 324,5***	1 475,7	57 800,2
Pacifique et Yukon	6 832,2	47 276,2*	566,6	47 842,8
Canada (kg/d)[a]	57 805,2	189 671,6	8 244,4	197 916,0
(tonnes/an)	-	69 230,1	3 009,2	72 239,3
% du total	-	95,8	4,2	100

* Absence d'information pour 2 raffineries.
** Absence d'information pour 3 raffineries.
*** Absence d'information pour 4 raffineries.
a Journée-calendrier.

installations de récupération du soufre ou avaient accès à l'extérieur à des installations de ce type. Seule une raffinerie utilise le procédé "Stretford", les procédés Claus à 2 étapes et 3 étapes étant répartis également parmi les autres. Six raffineries emploient un système de récupération des gaz de queue en plus du procédé Claus à 2 ou 3 étapes.

3.3.3 Hydrocarbures. - Le tableau 9 présente les émissions d'hydrocarbures provenant des réservoirs de stockage, des pompes et des compresseurs, ainsi que de la consommation de combustible par les raffineries pour leur propre usage. La majeure partie des 19 513 tonnes libérées en 1983 provenaient des réservoirs de stockage (86 p. 100). Les pompes et les compresseurs représentaient 13 p. 100, et la consommation de combustible 1 p. 100. Les émissions d'hydrocarbures provenant des installations de chargement n'étaient pas comprises dans cette estimation. Il faut, cependant, souligner

TABLEAU 8 ÉMISSIONS D'ANHYDRIDE SULFUREUX (SO_2) PAR SOURCE (1983)

Région	Charge d'alimentation en pétrole brut en 1983 (m^3/d)**	Émissions de SO_2 (kg/d)**									Émissions totales de SO_2 (tonnes/an)
		Réchauffeurs des unités de traitement		Chaudières		Craquage catalytique	Gaz de queue des usines de soufre	Gaz libérés par les évents et les torches	Épuiseurs d'eau acide	Total	
		Gaz	Huiles	Gaz	Huiles						
Atlantique	41 948	6 875	2 986	3 410	9 374	9 519	8 559	1 671	9 115	51 509	18 801
Québec	43 849	1 612	17 420	509	27 434	15 604	329	1 609	3 683	68 200	24 892
Ontario	77 619	2 063	32 561	960	38 289 (21 863) (coke)	22 495	20 829	3 661	28 634	171 355	62 565
Ouest et Nord	49 079	15 850*	0	697	2 365	16 649	3 101	5 930	1 894	46 486	16 967
Pacifique et Yukon	22 036	692	118	176	74	6 652	2 247	10 681	2 230	22 870	8 345
Canada	234 531	27 092	53 085	5 752	99 399	70 919	35 065	23 552	45 556	360 420	131 550
% du total		7,5	14,7	1,6	27,7	19,7	9,7	6,5	12,6	100	

* 91 p. 100 pour une seule raffinerie.
** Journée-calendrier.

TABLEAU 9 ÉMISSIONS D'HYDROCARBURES PROVENANT DES RÉSERVOIRS DE STOCKAGE, DE LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLES, DES POMPES ET DES COMPRESSEURS DANS LES RAFFINERIES (1983)

	Émissions d'hydrocarbures (tonnes/an)			
Région	Réservoirs de stockage	Consommation de combustible pour propre usage	Pompes/ compresseurs	Émissions totales
Atlantique	3 096,9	19,7	504,8	3 621,4
Québec	6 078,8	57,4	437,3	6 573,5
Ontario	1 849,9	89,3	724,8**	2 664,0
Ouest et Nord	3 710,8	48,2	586,6	4 345,6
Pacifique et Yukon	2 013,9	17,5	277,6*	2 309
Canada	16 750,3	232,1	2 531,1	19 513,5
% du total	85,8	1,2	13,0	100,0

* Absence d'information pour 1 raffinerie.
** Absence d'information pour 2 raffineries.

que le chargement en surface a été presque complètement éliminé et remplacé par le chargement submergé pour réduire les pertes de gaz. De plus, les installations les plus récentes emploient le chargement par le fond, ce qui réduit encore davantage les émissions. En 1983, il y avait 529 réservoirs à toit flottant en service, ce qui représente 89 p. 100 de la capacité totale de stockage. Enfin, il y avait 184 réservoirs à toit conique en exploitation.

3.3.4 Oxydes d'azote. - Le tableau 10 présente les émissions d'oxydes d'azote (exprimées sous forme de dioxyde d'azote, NO_2) provenant des unités de craquage catalytique et de la combustion. La contribution de la consommation de combustible aux émissions d'oxydes d'azote se chiffrait à 17 763 tonnes (78 p. 100 des émissions totales), 5 005 tonnes provenant des unités de craquage catalytique.

3.3.5 Particules. - Le tableau 11 présente les émissions de particules provenant des unités de craquage catalytique et de la combustion. Les émissions par les unités de

TABLEAU 10 ÉMISSIONS D'OXYDES D'AZOTE PROVENANT DU CRAQUAGE CATALYTIQUE ET DE LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE (1983)

Région	Charge d'alimentation fraîche du craquage catalytique (m^3/d)***	Émissions de NO_2 (kg/d)***		
		Craquage catalytique	Consommation de combustible	Total
Atlantique	6 232,0	1 272,0	3 914,0	5 186,0
Québec	11 283,0	2 210,0	14 164,0	16 374,0
Ontario	18 413,0**	4 714,0**	22 160,0	26 874,0
Ouest et Nord	15 044,0*	4 331,0*	6 113,0	10 444,0
Pacifique et Yukon	6 832,0	1 185,0	2 314,0	3 499,0
Canada (kg/d)***	57 804,0	13 712,0	48 665,0	62 377,0
(tonnes/an)		5 005,0	17 763,0	22 768,0
% du total		22,0	78,0	100,0

Remarque: Les émissions d'oxydes d'azote sont exprimées sous forme de NO_2.
* Absence d'information pour 3 raffineries.
** Absence d'information pour 1 raffinerie.
*** Journée-calendrier.

TABLEAU 11 ÉMISSIONS DE PARTICULES PROVENANT DE LA CONSOMMATION DE COMBUSTIBLE ET DU CRAQUAGE CATALYTIQUE (1983)

Région	Émissions de particules (tonnes/an)		
	Unité de craquage catalytique	Consommation de combustible	Total
Atlantique	315,4	203,6	519,0
Québec	1 527,8	1 190,6	2 718,4
Ontario	1 675,0	2 747,1	4 422,1
Ouest et Nord	1 314,3	86,9	1 401,2
Pacifique et Yukon	486,7	24,6	511,3
Canada	5 319,2	4 252,8	9 572,0
% du total	55,6	44,4	100,0

craquage catalytique ont été évaluées à 5319 tonnes, alors que la consommation de combustible gazeux et liquide en libérait 4253 tonnes. La plupart des raffineries utilisent des cyclones pour éliminer les particules dans le gaz du régénérateur de l'unité de craquage catalytique. En 1983, 19 raffineries employaient des cyclones internes à deux étapes; deux d'entre elles utilisaient en plus des précipitateurs électrostatiques; enfin, six faisaient appel à un cyclone externe à une étape, en plus du système à deux étapes.

4 REJET DES EFFLUENTS

4.1 Règlements

Dans le but de protéger les poissons et les organismes marins, la *Loi sur les pêcheries du gouvernement fédéral* interdit le rejet de substances nocives dans les eaux fréquentées par les poissons. À cette fin, le *Règlement et les Directives sur les effluents des raffineries de pétrole* ont été publiés le 1er novembre 1973.

Les provinces de Québec, de l'Ontario, de l'Alberta et de la Colombie-Britannique ont des objectifs, des directives ou des règlements qui complètent la législation fédérale. Dans d'autres provinces, la surveillance de l'effluent est fondée sur le règlement et les directives du gouvernement fédéral ou sur les exigences industrielles en général.

4.1.1 Limites fédérales. - *Le Règlement sur les effluents des raffineries de pétrole* canadiennes s'applique aux "nouvelles" raffineries (c.-à.-d. celles qui ont débuté leurs activités le ou après le 1er novembre 1973). Les directives s'appliquent en général aux raffineries "existantes" (c.-à.-d. celles qui étaient en exploitation avant cette date). Le règlement a force de loi, tandis que les directives sont des déclarations de pratiques considérées comme conformes à "l'esprit de la loi". Par conséquent, le fait de ne pas respecter les directives ne constitue pas une infraction en soi, mais cela peut signifier que la *Loi sur les pêcheries* est transgressée.

Le règlement et les directives limitent le rejet des huiles et graisses, des phénols, des sulfures, de l'azote ammoniacal, des matières totales en suspension et le pH. De plus, le règlement et les directives définissent les méthodes d'analyse à utiliser et la fréquence des rapports. Les limites fixées dans le règlement sont habituellement plus strictes que celles qui figurent dans les directives, à l'exception des valeurs de pH qui sont les mêmes dans les deux cas. De plus, les limites de toxicité aiguë pour le poisson dans les directives s'appliquent autant aux raffineries "existantes" qu'aux "nouvelles" raffineries. Le règlement et les directives ont comme objectif de fixer une norme de base uniforme partout au Canada; toutefois, des normes plus strictes peuvent être imposées par les gouvernements provinciaux ou municipaux selon les circonstances. Le règlement et les directives fédéraux visent à ce que toutes les raffineries au Canada traitent leurs effluents au moyen des meilleures techniques praticables (MTEP).

Teneurs limites prescrites pour les effluents. - Les limites figurant au tableau 12 représentent les rejets maximaux permis pour chaque paramètre. Les limites

dans les cas des huiles et graisses, des phénols, des sulfures, de l'azote ammoniacal et des matières totales en suspension représentent les valeurs nettes maximales (c.-à.-d. la quantité rejetée par la raffinerie), ce qui exclut par conséquent la quantité présente dans l'eau d'approvisionnement de la raffinerie. Les rejets autorisés, exprimés en livres par 1000 barils de pétrole par jour (kg/10^3 m^3/d), sont basés sur le taux maximal de brut d'une raffinerie par jour d'exploitation, qu'on appelle "taux de référence de brut" (TRB).

TABLEAU 12 QUANTITÉS SERVANT À CALCULER LES REJETS AUTORISÉS DE SUBSTANCES NOCIVES(1)

	Quantité mensuelle, lb/10^3 bbl/d (kg/10^3 m^3/d) de pétrole brut		Quantité quotidienne, lb/10^3 bbl/d (kg/10^3 m^3/d) de pétrole brut		Quantité maximale quotidienne, lb/10^3 bbl/d (kg/10^3 m^3/d) de pétrole brut	
Substance	Directives	Règlement	Directives	Règlement	Directives	Règlement
Huiles et graisses	6,0 (17,1)	3,0 (8,6)	11,0 (31,4)	5,5 (15,7)	15,0 (42,8)	7,5 (21,4)
Matières totales en suspension	14,4 (41,1)	7,2 (20,5)	24,0 (68,5)	12,0 (34,2)	30,0 (85,6)	15,0 (42,8)
Phénols	0,6 (1,7)	0,3 (0,9)	1,1 (3,1)	0,55 (1,6)	1,5 (4,3)	0,75 (2,1)
Sulfures	0,2 (0,6)	0,1 (0,3)	0,6 (1,7)	0,3 (0,9)	1,0 (2,9)	0,5 (1,4)
Azote ammoniacal	5,0 (14,3)	3,6 (10,3)	8,0 (22,8)	5,7 (16,3)	10,0 (28,5)	7,2 (20,5)
pH					6,0 à 9,5	
Toxicité					Mortalité du poisson inférieure à 50 %	

Remarque: Les limites dans le règlement et les directives sont exprimées uniquement en unités impériales (1, Annexe I).

Pour déterminer s'il y a conformité, on compare la quantité combinée mesurée de contaminants réellement rejetés dans l'effluent liquide et l'eau de refroidissement non recyclée aux quantités permises indiquées dans le tableau 12.

Il existe trois niveaux de quantités permises pour chaque substance rejetée par jour (kg/d). La première limite, qui est la limite la plus faible, est la *quantité mensuelle*

qui représente la quantité qu'il ne faut pas dépasser chaque mois, à laquelle on compare la moyenne mensuelle des rejets quotidiens réels. La limite suivante, qui est plus élevée, est la *quantite quotidienne*. Au cours d'un mois, la raffinerie peut rejeter au cours d'une seule journée une quantité de substances qui dépasse cette limite, mais seulement une fois. On enregistre un rejet non permissible pour chaque autre journée où les rejets dépassent cette limite. La troisième limite, qui est la plus élevée, est la *quantité maximale quotidienne*; c'est la limite qu'il ne faut jamais dépasser chaque jour du mois. Les rejets dépassant la limite mensuelle sont considérés comme les plus graves (particulièrement si cela arrive souvent) car ils peuvent indiquer un problème qui existe depuis longtemps.

En ce qui a trait au pH, il ne doit jamais s'écarter des valeurs autorisées dans l'effluent liquide et l'eau de refroidissement non recyclée. En ce qui a trait au test de toxicité pour le poisson, le taux de mortalité ne doit pas dépasser 50 p. 100 dans l'effluent liquide et l'eau de refroidissement non recyclée.

Surveillance. - Chaque raffinerie devrait mesurer la teneur de ses effluents en ces cinq substances trois fois par semaine (le lundi, le mercredi et le vendredi) et noter les quantités rejetées ces jours-là. De plus, le pH devrait être mesuré quotidiennement. Les raffineries sujettes au règlement *sont obligées* de rapporter les résultats de ces mesures. Toutes les raffineries devraient rapporter mensuellement les résultats d'un test de toxicité. Les résultats de toutes ces analyses doivent faire l'objet d'un rapport mensuel.

Certaines raffineries peuvent avoir été exemptées de la surveillance normale et des rapports à produire lorsque leurs effluents sont traités dans des installations approuvées hors de la raffinerie, ou dans des circonstances particulières.

Eaux pluviales. - Les eaux pluviales désignent les eaux de ruissellement en surface résultant des précipitations (pluie, neige, etc.) qui tombent sur le terrain de la raffinerie ou sur des terrains voisins, coulent sur la propriété de la raffinerie et sont contaminées par l'un des cinq paramètres figurant au tableau 12. Lorsque des eaux pluviales propres (non contaminées) sont séparées, elles sont exclues du règlement et des directives.

Une raffinerie peut rejeter des quantités supplémentaires aux quantités autorisées (tableau 12) pour les huiles et graisses, les phénols et les matières totales en suspension, uniquement les jours où elle rejette des eaux pluviales. Ces quantités limites supplémentaires figurent au tableau 13.

Taux de référence de brut. - Comme on l'a dit précédemment, le taux de référence de brut (TRB) est nécessaire pour calculer les rejets autorisés, et la raffinerie devrait donc le déclarer chaque mois. Si la quantité de brut traité réellement dévie du

TABLEAU 13 QUANTITÉS SERVANT À CALCULER LES REJETS SUPPLÉMENTAIRES AUTORISÉS EN CAS D'ÉVACUATION DES EAUX PLUVIALES(1)

Substances	Quantité autorisée, lb/10^4 gal/d (kg/10^4 l/d) d'eaux pluviales	Quantité maximale autorisée par mois, lb/10^3 bbl/d (kg/10^3 m^3/d) de pétrole brut	
		Directives	Règlement
Huiles et graisses	1,0 (0,10)	50,0 (142,7)	25,0 (71,3)
Phénols	0,1 (0,010)	5,0 (14,3)	2,5 (7,1)
Matières totales en suspension	3,0 (0,30)	150,0 (428,0)	75,0 (214,0)

Remarque: Les quantités limites figurant dans le règlement et les directives ne sont exprimées qu'en unités impériales (1 - Annexe II).

TRB de plus de 15 p. 100, la raffinerie peut déclarer un TRB révisé qui sera utilisé pour calculer les rejets autorisés.

Statut d'une raffinerie. - Chaque raffinerie a un statut officiel (raffinerie nouvelle, existante, améliorée ou modifiée), et cette désignation indique si une raffinerie est soumise au règlement ou aux directives. Les raffineries "nouvelles" doivent satisfaire aux limites plus strictes et sont soumises au règlement. Une raffinerie "existante" est toujours soumise aux directives. De plus, une raffinerie existante peut avoir le statut de raffinerie "améliorée" ou "modifiée". Une raffinerie est "améliorée" lorsque le TRB dépasse de plus de 15 p. 100 le TRB initial. L'excédent du TRB révisé sur le TRB initial sera soumis aux normes plus sévères des rejets autorisés auxquelles sont soumises les nouvelles raffineries. Le remplacement d'une tour de brut est l'indice choisi pour déterminer si une raffinerie est "modifiée". La partie du TRB que représente la tour remplacée fera l'objet de normes de rejets plus sévères équivalentes à celles auxquelles les nouvelles raffineries sont soumises.

Traitement à l'extérieur de la raffinerie. - Une raffinerie peut être exemptée de la surveillance de l'effluent et de l'eau de refroidissement non recyclée qui sont rejetés de la raffinerie si ces effluents sont traités dans des installations à l'extérieur de la raffinerie (comme une station d'épuration municipale). Cette exemption n'est accordée

que lorsque la station d'épuration effectue le même genre de traitement que celui que requièrent le règlement et les directives.

Toxicité. - Le test de toxicité aiguë pour les poissons a été incorporé aux *directives* en vue de servir d'indice de la présence d'autres contaminants qui ne font pas l'objet de la surveillance; ce test permet donc d'éviter la mesure de la demande biochimique en oxygène (DBO), de la demande chimique en oxygène (DCO) et des métaux lourds. Ce test s'applique à toutes les raffineries (y compris les nouvelles).

La raffinerie devrait effectuer un test biologique en conditions statiques de 24 heures de l'effluent et de l'eau de refroidissement non recyclée. La méthode d'essai est décrite dans les directives. On y décrit également le test biologique de 96 heures à remplacement continu qui doit être effectué périodiquement par les représentants de Conservation et Protection, Environnement Canada.

Les directives ont pour but de limiter la quantité de substances nocives rejetées. Cela se traduira par une diminution du volume d'effluent rejeté et produira un effluent plus concentré susceptible d'être toxique pour les poissons. Pour encourager les raffineries à réduire la quantité de contaminants rejetés tout en ne pénalisant pas les raffineries dont la consommation d'eau est faible, les raffineries qui utilisent peu d'eau sont autorisées à diluer leurs effluents.

Méthodes d'analyse. - Le règlement et les directives précisent également les méthodes d'analyse à utiliser pour chaque paramètre. Les méthodes prescrites sont tirées des *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 13^{e} édition (1971)[10] de l'American Public Health Association (APHA). La raffinerie peut utiliser une méthode approuvée équivalente, à condition que les résultats aient été confirmés par la méthode de l'APHA.

4.1.2 Limites provinciales. - Les tableaux de l'annexe A donnent un résumé des limites fédérales et provinciales concernant les polluants ordinaires.

Québec. - Les raffineries au Québec sont soumises aux Directives concernant les effluents de la *Loi de la qualité de l'environnement*[11]. Les limites pour les rejets sont essentiellement les mêmes que dans le règlement et les directives fédéraux. Les directives québécoises s'écartent principalement du règlement et des directives fédéraux en ce que les limites fixées pour les eaux pluviales (qui correspondent aux limites du règlement fédéral) s'appliquent autant aux raffineries nouvelles qu'aux raffineries existantes, et que le test de toxicité pour les poissons n'est pas exigé dans les directives québécoises.

Ontario. - Les directives établies par l'Ontario sont en général conformes (selon le volume d'effluent rejeté) au règlement et aux directives nationaux, sauf que les limites sont exprimées en concentrations. Des exigences spécifiques établies en fonction de la sensibilité des eaux réceptrices peuvent prévaloir sur les objectifs de qualité des effluents en Ontario figurant au tableau 14. Ces directives sont en voie de révision, et il faut s'attendre à l'imposition de normes plus sévères pour les polluants courants et des nouvelles normes pour les substances à l'état de traces.

TABLEAU 14 OBJECTIFS DE QUALITÉ S'APPLIQUANT AUX EFFLUENTS DES RAFFINERIES DE PÉTROLE (Ontario)

Substance	Concentration maximale dans l'effluent (mg/l)
Huiles et graisses	10
Phénols	0,020
Matières en suspension	15
Azote ammoniacal	10
Demande chimique en oxygène	200
Chrome	1
Cuivre	1
Nickel	1
Plomb	1
Zinc	1
pH	5,5 à 9,5
Toxicité	La mortalité chez les poissons ne doit pas dépasser 50 % dans le cas de l'effluent du procédé, de l'eau de refroidissement non recyclée et des eaux pluviales traitées.

Alberta. - Comme dans d'autres provinces, les raffineries de l'Alberta sont soumises au règlement et aux directives du gouvernement fédéral qui constituent des exigences minimales. En Alberta, toutefois, les raffineries qui rejettent leurs effluents dans des cours d'eau sensibles peuvent être soumises à des normes plus strictes qui sont incluses dans le permis d'exploitation de la raffinerie. Les directives concernant les polluants ordinaires figurent dans l'annexe A. Le tableau 15 renferme les objectifs concernant les éléments toxiques dans les effluents des raffineries.

TABLEAU 15 OBJECTIFS S'APPLIQUANT AUX SUBSTANCES TOXIQUES PRÉSENTES DANS LES EFFLUENTS DES RAFFINERIES DE PÉTROLE (Alberta)

Substance toxique	Concentrations nettes* (mg/l)
Chrome (hexavalent)	0,30
Cyanure	0,025
Plomb	0,10
Mercure	0,0005
Zinc	1,0
Nickel	1,0

* Les concentrations nettes réelles sont calculées de la façon suivante:

$$\text{Concentration nette} = \frac{CF}{a}$$

où C est la concentration nette mesurée dans l'effluent (mg/l);
F est le débit de l'effluent, gal/mn (par 1000 barils de pétrole brut raffiné par jour);
a est une constante qui établit le débit nominal d'effluent par 1000 barils de pétrole brut par jour à 13,4 gal/mn pour les raffineries qui disposent d'un puits de refoulement et à 20 gal/mn pour les raffineries qui n'en ont pas.

Colombie-Britannique. - Les directives et les objectifs minimaux recommandés pour la lutte contre la pollution des eaux par les raffineries de pétrole figurent dans le *Report on Pollution Control Objectives for the Chemical and Petroleum Industries of British Columbia*(8). Les objectifs figurant dans le tableau 16 sont divisés en trois catégories correspondant aux niveaux A, B et C.

Niveau A: objectif pour les rejets des raffineries nouvelles et proposées et, dans les limites de la meilleure technique praticable, pour les rejets des raffineries existantes qui devront s'améliorer graduellement;

Niveau B: objectif intermédiaire pour tous les rejets des raffineries existantes qui devra être atteint avant une date fixée par le Directeur de la Direction de la lutte contre la pollution, et pour les rejets de raffineries existantes dont la quantité pourrait augmenter ou la qualité pourrait être modifiée par suite d'une expansion ou d'une modification des procédés; et

Niveau C: objectif immédiat pour toutes les raffineries existantes qui devra être atteint dans le temps minimal que permettront les techniques utilisées.

En général, ces limites, qui représentent une moyenne quotidienne, sont plus sévères que les quantités mensuelles prévues dans le règlement et directives fédéraux. En plus des limites pour les polluants ordinaires, la Colombie-Britannique prévoit également

TABLEAU 16 OBJECTIFS CONCERNANT LA QUALITÉ DES EFFLUENTS DES RAFFINERIES DE PÉTROLE (C.-B.)[a]

	Rejets en mer			Rejets en eaux douces		
	Niveau A	Niveau B	Niveau C	Niveau A	Niveau B	Niveau C
Huile, non volatile, lb/1000 bbl de brut (mg/l)	-	2,80	(15)	-	2,80	(15)
Huile, total, lb/1000 bbl de brut	1,15[b]	-	-	0,58[b]	-	-
DBO, 5 jours, 20 °C lb/1000 bbl de brut	2,30[b]	8,0	8,0	2,30[b]	8,0	8,0
Phénols, lb/1000 bbl de brut	0,023	0,06	0,2	0,023	0,06	0,2
Sulfures et mercaptans en S, lb/1000 bbl de brut (mg/l)	0,011	0,02	(1,0)	0,011	0,02	(1,0)
Ammoniac, lb/1000 bbl de brut (mg/l)	0,576	1,87	(15)	0,576	1,87	(15)
Matières en suspension, mg/l[c]	20	20	30	20	20	30
Matières décantables, mg/l	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5	< 0,5
Matières flottantes	d	d	d	d	d	d
Matières solides totales, g/l	3,0[e]	3,0[e]	3,0[e]	1,5	1,5	2,0
Cyanure, mg/l	0,10	0,10	0,20	0,10	0,10	0,20
Chrome, total, mg/l	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Plomb, total, mg/l	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Zinc, total, mg/l	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2
Cuivre, total, mg/l	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Nickel, total, mg/l	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Phosphates (en P), mg/l	3,0	3,0	3,0	1,0	1,0	3,0
Oxygène dissous, mg/l	> 1,0	> 1,0	-	5,0	> 1,0	> 1,0
pH	6,5 à 8,5	6,5 à 9,0	6,5 à 9,0	6,5 à 8,5	6,5 à 8,5	6,5 à 9,0
Température maximale, °F	90	90	90	90	90	90
Turbidité, U.T.J.	15	15	25	10	10	15
Toxicité[f]	75	50	5	100	75	5
Volume de l'effluent du procédé[g], gal imp./mn par 1000 bbl/d	8,0	13,0	-	8,0	13,0	-

a Ces objectifs s'appliquent à l'effluent du traitement et aux eaux pluviales provenant de la zone de traitement. Sont exclues l'eau de ballast provenant des bateaux, l'eau de refroidissement non recyclée utilisée pour le refroidissement indirect et les eaux pluviales provenant des digues des bassins de stockage et des zones non aménagées du terrain.

b Ces valeurs sont provisoires et pourront être révisées.

c Ne s'applique pas aux rejets vers des bassins de filtration.

d Négligeable.

e Varie selon la nature des matières solides dont la composition diffère de celles qu'on retrouve normalement en milieu marin.

f Limite de tolérance moyenne à l'essai biologique statique de 96 h sur les salmonidés, exprimée en pourcentage par volume d'effluents dans les eaux réceptrices nécessaire pour assurer une survie de 50 p. 100 pendant 96 heures.

g Débit normal par temps sec (ne comprend pas les eaux pluviales). Objectif non restrictif. Si le volume d'effluent rejeté est plus grand, la concentration doit être diminuée proportionnellement.

des limites pour un certain nombre d'autres paramètres, y compris les métaux. Le test de toxicité pour les poissons exigé est l'essai biologique statique de 96 heures avec un taux de survie de 50 p. 100. L'effluent de la raffinerie peut être dilué pour effectuer l'essai biologique, et la dilution requise est fixée en fonction du type de raffinerie (niveaux A, B, C, effluent rejeté en mer ou en eaux douces).

4.2 Production d'eaux résiduaires

Les contaminants présents dans les eaux résiduaires des raffineries proviennent des sources suivantes:

a) le pétrole brut;
b) l'eau d'approvisionnement de la raffinerie;
c) les eaux pluviales de la raffinerie;
d) l'eau de ballast;
e) les eaux usées domestiques;
f) les produits chimiques de procédés et les catalyseurs;
g) les produits de réaction des unités de conversion; et
h) les additifs chimiques.

Le pétrole brut est un mélange complexe d'hydrocarbures, mais il renferme également des impuretés. Ces dernières se présentent sous forme de composés organiques à base de soufre, d'azote, d'oxygène et d'un certain nombre de métaux. Le pétrole brut renferme également des sels inorganiques qui se présentent sous une forme émulsifiée. Dans le but de réduire au minimum la formation d'acide chlorhydrique dans la tour de distillation, le pétrole brut doit être dessalé et, dans certains cas, neutralisé avec de la soude caustique et de l'ammoniac. Dans le but de réduire sa teneur en sels, le pétrole brut est mis en contact avec de l'eau qui forme une émulsion, et le mélange est passé à travers une unité de dessalage chimique ou électrostatique. Dans l'unité de dessalage, il y a séparation du pétrole et de la saumure. La phase aqueuse renferme du pétrole, des produits chimiques de dessalage, des sels dissous et des matières en suspension. L'eau acide, après avoir été épuisée, est généralement utilisée comme eau de lavage dans l'unité de dessalage afin de réduire la consommation d'eau fraîche.

L'eau d'approvisionnement renferme diverses impuretés qui varient selon l'endroit où est située la raffinerie (près d'une rivière, de l'océan, en amont d'une industrie). L'eau requiert habituellement un traitement avant d'être utilisée dans les chaudières et les tours de refroidissement. La dureté de l'eau et la teneur en silice déterminent le degré de traitement et de purge que devront subir ces systèmes.

Les eaux pluviales qui tombent sur la raffinerie entraînent la vase et le pétrole déversé provenant des installations de raffinage et des parcs de stockage. Les eaux pluviales peuvent également renfermer des traces de phénols et d'autres contaminants.

L'eau de ballast est l'eau transportée dans un bateau pour en assurer la stabilité et comprend l'eau utilisée pour nettoyer les citernes de cargaison ou de ballast. Les raffineries qui expédient des produits par pétrolier reçoivent l'eau de ballast avant de charger le bateau. Cette eau renferme généralement de l'huile, des phénols et des traces de matières en suspension de même que des matières dissoutes de toutes natures.

Les eaux usées domestiques produites par le personnel travaillant dans les bureaux de la raffinerie, les salles de contrôle et les laboratoires sont recueillies et traitées sur place ou envoyées à un système d'épuration municipale. La contribution de cette source à la DBO totale de la raffinerie et à la quantité de matières en suspension est toutefois faible.

Les produits chimiques de procédés ainsi que les catalyseurs employés dans une raffinerie peuvent contaminer l'eau. Les produits chimiques utilisés peuvent comprendre la soude caustique, les acides sulfurique et phosphorique, les amines, le sulfolane, le furfural, le glycol, l'ammoniac, les détergents utilisés pour le nettoyage chimique, les additifs comme les agents anti-mousse, les inhibiteurs de corrosion (chrome et zinc), la chaux et les produits chimiques utilisés pour adoucir l'eau qui alimente les chaudières ainsi que les éléments nutritifs utilisés pour le traitement biologique. Dans des procédés comme le traitement des produits en milieu humide, certains des produits chimiques utilisés se retrouvent dans les égouts de la raffinerie.

Des catalyseurs sont utilisés pour faciliter la conversion des hydrocarbures en dérivés ayant une plus grande valeur monétaire. Les principaux catalyseurs qui peuvent contaminer l'eau sont:

a) l'acide sulfurique, utilisé dans la réaction d'alkylation (une source de sulfonates, de sulfates, d'esters organiques et d'acide sulfurique);

b) l'acide fluorhydrique, utilisé dans la réaction d'alkylation (peut produire des fluorures);

c) l'acide phosphorique, employé dans la réaction de polymérisation (produit des phosphates et de l'acide phosphorique); et

d) les catalyseurs, utilisés pour le traitement en milieu humide (Merox, Mercapfining, etc.).

Les produits de réaction des unités de conversion génèrent des contaminants qui se retrouvent dans l'effluent de la raffinerie. Ces procédés comprennent: l'hydrotraitement, le craquage thermique et la viscoréduction, la cokéfaction, le craquage

catalytique, l'hydrocraquage et le reformage. Le tableau 17 renferme un résumé des divers contaminants de l'eau qui peuvent être produits par ces procédés.

Les additifs chimiques sont utilisés pour améliorer la qualité du produit et satisfaire aux spécifications. Ces spécifications peuvent se rapporter à des inhibiteurs de corrosion, des composés antidétonants, des composés anti-givres et des anti-oxydants. Les additifs peuvent se retrouver dans l'effluent lors de déversements accidentels provenant des réservoirs de produits chimiques.

TABLEAU 17 CONTAMINANTS GÉNÉRÉS PAR LES UNITÉS DE CONVERSION

Procédé	Contaminant dans l'eau
Hydrotraitement	Hydrogène sulfuré, ammoniac
Craquage thermique/viscoréduction	Ammoniac, composés azotés, hydrogène sulfuré, mercaptans, acides naphténiques, acides organiques
Craquage catalytique	Phénols, hydrogène sulfuré, sulfure de carbone, disulfures, thiophènes et sulfure de carbonyle, ammoniac, cyanures et cyanates
Reformage	Benzène, toluène, xylène qui peuvent se traduire par une DCO dans l'eau de drainage des réservoirs de stockage de l'essence
Alkylation	Sulfates, sulfonates d'alkyle et acide fluorhydrique

En résumé, les principales sources de contaminants de l'eau sont les unités de dessalage du brut et de distillation du brut, les condensats acides des unités d'hydrotraitement et de craquage, l'eau d'alimentation des chaudières et l'eau de refroidissement rejetée ainsi que l'eau de lavage de procédés. Les contaminants importants sont les huiles et graisses, les phénols, les produits sources de DCO, les sulfures, l'ammoniac de même que les matières en suspension et les matières dissoutes. Les cyanures, les fluorures, les sulfonates d'alkyle, les chromates et les métaux lourds (fer, zinc, cuivre, plomb, nickel) sont des contaminants mineurs.

4.3 Traitement des eaux usées

Comme il est prévu dans le règlement et les directives fédéraux, la plupart des raffineries au Canada traitent leurs effluents au moyen des meilleures techniques

praticables ou, dans certains cas, une variation de ces techniques. La meilleure technique praticable est décrite dans le règlement et les directives de la façon suivante:

a) traitement de l'eau acide (H_2S) pour en extraire l'ammoniac et les sulfures;
b) séparation primaire (comme le séparateur API); suivie du
c) traitement intermédiaire (comme la flottation par insufflation d'air);
d) traitement secondaire (comme le traitement biologique); et
e) clarification de l'effluent final au besoin;
f) séparation et traitement des eaux pluviales, au besoin.

On recommande également un bon entretien, une élimination sûre des produits chimiques usés et des installations appropriées pour un fonctionnement continu et régulier du système de traitement pour que l'effluent soit d'une qualité acceptable.

Actuellement, 81 p. 100 des raffineries au Canada traitent leurs effluents à l'aide de systèmes secondaires ou tertiaires. Ce chiffre comprend les raffineries qui utilisent des systèmes de traitement primaire ou intermédiaire sur place mais qui expédient également leurs effluents à la station d'épuration municipale pour leur faire subir un traitement plus poussé (traitement biologique).

Voici maintenant une brève description des divers procédés utilisés par les raffineries pour traiter leurs eaux usées. L'efficacité des divers systèmes de traitement est présentée au tableau 18.

4.3.1 **Traitement primaire.** - Les systèmes de traitement primaire comprennent: l'épuisement des sulfures et de l'ammoniac, la séparation par gravité, l'extraction liquide-liquide, la filtration et l'ajustement du pH.

L'épuiseur d'eau acide sert à réduire la concentration des sulfures, de l'ammoniac et, jusqu'à un certain point, des phénols provenant des divers procédés de raffinage. Le procédé d'épuisement s'effectue dans une tour à plateaux ou à garniture qu'on alimente de 50 à 240 kg de vapeur pour chaque mètre cube d'eau acide traitée. Les gaz de l'épuiseur peuvent être incinérés ou peuvent alimenter l'usine de récupération de soufre. Dans ce dernier cas, un procédé d'épuisement en deux étapes peut être requis pour réduire la teneur en ammoniac du courant d'hydrogène sulfuré. L'élimination de l'ammoniac diminue les problèmes associés à la présence d'ammoniac dans le gaz alimentant l'unité Claus de récupération du soufre.

Les systèmes de séparation par gravité sont capables d'éliminer l'huile libre et les matières en suspension dans les eaux usées. Le système peut consister en un réservoir (comme le réservoir de l'eau de ballast), un bassin (comme un bassin de rétention des eaux

TABLEAU 18 POURCENTAGE DE RÉDUCTION PRÉVU POUR LES SYSTÈMES DE TRAITEMENT DES EAUX USÉES[12]

Méthode de traitement	Huile	Phénols	pH	Sulfures totaux	Azote ammoniacal	Matières en suspension filtrées	DBO_5	DCO	DOT	Cyanures	Plomb	Chrome	Toxicité
Épuiseur d'eau acide	N.D.	10 à 30 %	Augmente de 1 à 2 unités	96 à 99,8 %	69 à 96 %	N.D.	N.D.	Réduction	Réduction	75 à 90 %	N.D.	N.D.	
Séparateur API	60 à 99 %	Réduction	N.D.	Réduction	N.D.	10 à 50 %	5 à 35 %	5 à 40 %	5 à 40 %	N.D.	Réduction	Réduction	N.D.
Unité de dessalage de brut	N.D.	70 à 90 %	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	Réduction	N.D.	
Aéroflottation et floculation	75 à 90 % 50 à 90 % (émulsifiée)	Réduction	Augmente légèrement	Réduction	Réduction	50 à 90 %	10 à 60 %	10 à 50 %	10 à 50 %	N.D.	N.D.	Réduction	N.D.
Lits de boues	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	90 à 99 %	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	
Bassins de rétention des eaux pluviales	50 à 95 %	Réduction	N.D.	N.D.	N.D.	80 à 99 %	Réduction	Réduction	Réduction	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Unité biologique	50 à 80 % (émulsifiée)	97 à 99 %	Réduit d'une unité	90 à 99 %	Réduction	Augmentation	60 à 85 %	30 à 70 %	30 à 70 %	65 à 99 %	N.D.	N.D.	Réduction
Filtration sur sable à débit élevé	70 à 80 %	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	50 à 99 %	Réduction	Réduction	Réduction	N.D.	N.D.	N.D.	
Réservoirs d'eau de ballast	60 à 99 %	Réduction	N.D.	Réduction	N.D.	10 à 50 %	Réduction	Réduction	Réduction	N.D.	Réduction	N.D.	N.D.
Charbon actif ou ozonation	50 à 90 % (émulsifiée)	80 à 99 %	N.D.	80 à 99 %	10 à 30 %	N.D.	50 à 90 %	50 à 90 %		80 à 99 %			Réduction

N.D. - Non disponible.

pluviales) ou un étang muni d'écumoires pour enlever l'huile. La plupart des raffineries utilisent le séparateur du type American Petroleum Institute (API); toutefois, le séparateur à plaques inclinées est utilisé de plus en plus. Le séparateur de l'API est un grand bassin qui permet à l'huile libre de remonter à la surface et d'être récupérée et aux matières solides de se déposer au fond pour être ensuite récupérées et éliminées. Il existe de nombreux paramètres importants dans la conception du séparateur API qui influencent son efficacité: la température de l'eau, la densité et la grosseur des gouttelettes d'huile et le type de matières solides dans l'eau. Le séparateur à plaques inclinées est fait de plusieurs plaques ondulées inclinées à un angle de 45°. Les eaux usées s'écoulent entre les plaques, et les gouttelettes d'huile sont recueillies sur la face inférieure et remontent à la surface alors que les matières solides restent sur les plaques inférieures et se déposent au fond.

L'extraction liquide-liquide dans les raffineries sert principalement à l'extraction des composés phénoliques des divers condensats. L'extraction a lieu dans une unité de dessalage de pétrole brut où l'eau (habituellement de l'eau acide épuisée) est mélangée à du pétrole brut et chauffée dans l'unité de dessalage. On brise l'émulsion par des moyens électriques ou chimiques (addition de soude caustique). Étant donné que les phénols ont une affinité pour la phase d'huile, ils sont ainsi extraits de la phase aqueuse; par ailleurs, le pétrole brut est débarrassé du silt et des chlorures.

La filtration sur sable à débit élevé s'effectue sous pression et sert principalement d'étape de polissage et peut éliminer toutes les matières en suspension n'atteignant que quelques micromètres, une quantité limitée de colorants et des traces d'huile.

Le pH des eaux usées de la raffinerie doit être ajusté, car il risque d'être nuisible aux procédés biologiques utilisés en aval ou aux eaux réceptrices. Dans certains cas, on ajoute de l'acide phosphorique ou de l'ammoniac pour ajuster le pH et en même temps fournir des éléments nutritifs pour un traitement biologique ultérieur.

4.3.2 Traitement intermédiaire. - Les systèmes de traitement intermédiaire comprennent la flottation, la coagulation accompagnée d'une précipitation et la régulation.

La flottation sert à éliminer davantage les huiles non dissoutes et les matières en suspension dans les effluents du séparateur API avant le rejet ou le traitement biologique. D'autres contaminants comme les phénols, les substances sources de DBO et les sulfures peuvent également être éliminés jusqu'à un certain point. Le procédé utilisé peut être soit la flottation par air dissous ou par insufflation d'air. Dans la flottation par air dissous, les eaux usées sont gardées sous pression (275 à 350 kPa), et de l'air comprimé

est ajouté de façon à ce qu'il se dissolve dans l'eau. Les eaux usées passent alors par un détendeur, et des bulles minuscules se forment dans l'eau. Les bulles se fixent à l'huile et aux particules en suspension dans les eaux usées et remontent à la surface sous forme d'écume qui est continuellement récupérée pour être ensuite traitée ou éliminée. On ajoute des agents floculants pour augmenter l'efficacité de l'unité de flottation et éliminer ainsi davantage l'émulsion d'huile. Dans le procédé à insufflation d'air, l'air est introduit à l'aide d'agitateurs ou de diffuseurs spécialement conçus pour le disperser dans les eaux usées.

Les bassins de régulation précèdent habituellement les unités d'oxydation biologique et servent à emmagasiner les eaux usées de façon à réduire les fluctuations du débit et des charges de polluants. On se sert de ces bassins à cause de la sensibilité du procédé biologique aux surcharges brusques.

4.3.3 Traitement secondaire. - Les systèmes de traitement secondaire sont des procédés d'oxydation biologique qui comprennent: les boues activées, les lits bactériens, les étangs de stabilisation des eaux usées et les étangs aérés. Ces systèmes ont pour but d'éliminer les phénols et de diminuer la DBO (incluant les polluants prioritaires biodégradables) dans les eaux usées, grâce à des bactéries qui utilisent les matières organiques présentes dans les eaux usées et les transforment en anhydride carbonique et en eau. Il faut de l'oxygène et des éléments nutritifs, et de nouvelles bactéries sont produites continuellement. La masse biologique de bactéries est ensuite séparée des eaux usées traitées par décantation, puis remise en circulation dans les eaux usées non traitées.

Le traitement par boues activées est un procédé de traitement biologique aérobie (en présence d'oxygène) dans lequel des microorganismes (présents en concentrations élevées) sont uniformément distribués dans les eaux usées contenues dans un bassin. L'oxygène est introduit grâce à un aérateur mécanique ou grâce à un système de diffusion d'air. L'effluent traité est alors acheminé dans un bassin de décantation avant d'être rejeté dans l'eau réceptrice ou, dans certains cas, pour subir un autre traitement. Les boues activées sont alors réintroduites dans le bassin de réaction ou éliminées (habituellement par épandage sur le sol).

Les lits bactériens constituent un autre procédé de traitement biologique aérobie dans lequel une quantité fixe de microorganismes est contenue dans un lit poreux normalement constitué de roches concassées ou d'agrégats grossiers. Les bactéries se développent à la surface du lit et éliminent les matières organiques des eaux usées par adsorption, biofloculation et décantation. L'oxygène est fourni pour assurer un métabolisme rapide des matières organiques éliminées. L'effluent est alors clarifié dans un bassin de décantation.

Les étangs de stabilisation des eaux usées et les étangs aérés sont de grands bassins peu profonds dans lesquels des microorganismes en faible concentration sont mélangés avec les eaux usées. L'oxygène est fourni par diffusion en surface, par aération mécanique ou par l'action photosynthétique des algues présentes dans l'étang, et est utilisé par les bactéries qui effectuent la dégradation aérobie des matières organiques. L'effluent des étangs de stabilisation ou des étangs aérés n'est pas décanté avant d'être rejeté comme dans le procédé des boues activées, car la concentration des matières solides de nature biologique (microorganismes) présentes dans le système est trop faible. De plus, les matières solides de nature biologique ne sont pas recyclées.

4.3.4 Traitement tertiaire. - Les systèmes de traitement tertiaire ne sont utilisés que par un petit nombre de raffineries au Canada. Ces traitements ont principalement pour but d'éliminer les matières organiques, les substances sources de goûts et d'odeurs indésirables et les substances inorganiques dissoutes. Le charbon actif, la filtration et l'oxydation chimique (par exemple, l'ozonation) peuvent être efficaces pour éliminer ces substances.

4.4 Rejet des effluents et observation du règlement et des directives fédéraux

Cette section sert à déterminer jusqu'à quel point les raffineries de pétrole au Canada observent le règlement et les directives du gouvernement fédéral sur les effluents des raffineries de pétrole. On a fait une analyse détaillée des données concernant les rejets effectués en 1983 et une évaluation générale des données de 1984 qui avaient également été présentées. Les bureaux régionaux d'Environnement Canada ont évalué les données présentées par les raffineries et les ont incorporées dans un rapport annuel de conformité. Le présent rapport national constitue un résumé des rapports régionaux.

Les points suivants doivent être pris en considération avant d'interpréter les résultats présentés dans cette section ou dans celle de l'annexe B.

a) Les rejets annuels réels que l'on retrouve dans l'annexe B et qui sont présentés dans ce chapitre (figures 3 à 58) ont été calculés en prenant la moyenne arithmétique des quantités mensuelles rejetées au cours de l'année. Les quantités mensuelles varient considérablement d'un mois à l'autre; la moyenne annuelle seule ne reflète donc pas fidèlement la situation. Pour mieux évaluer les rejets annuels, l'écart-type a été calculé et exprimé en pourcentage dans l'annexe B. L'écart-type doit donc être pris en considération dans l'interprétation des résultats.

b) Il existe une grande disparité d'une raffinerie à l'autre concernant le nombre de tests rapportés, car les raffineries ne présentent pas tous les tests requis. De plus, certaines raffineries se sont vues exemptées des rapports normalement demandés. Cette disparité influence beaucoup l'évaluation du nombre de rejets qui dépassent les limites et a une incidence sur la précision des quantités mensuelles qui constituent la moyenne des rejets quotidiens signalés.

Pour évaluer la performance de chaque raffinerie, il serait préférable de comparer les pourcentages du temps où une raffinerie n'est pas en conformité. Cette valeur tient compte du nombre de tests rapportés et constitue donc une bonne base de comparaison (annexe B).

c) La méthode prescrite dans le règlement et les directives pour l'analyse des échantillons d'effluents est celle qui est décrite dans la 13e édition des méthodes normalisées de l'APHA[10] ou toute autre méthode jugée équivalente. Bon nombre de raffineries utilisent actuellement la 14e et la 15e éditions[13, 14] de la méthode de l'APHA comme l'exigent certaines provinces. La méthode décrite dans la 15e édition peut donner des résultats plus élevés pour certains paramètres que celle de la 13e édition. Étant donné que les raffineries n'utilisent pas toutes la même méthode, il est très difficile de comparer directement les données d'une province à l'autre.

4.4.1 Évaluation nationale. - En 1983, 36 raffineries étaient exploitées au Canada. Vingt-cinq d'entre elles avaient un statut de raffinerie existante, et six autres, un statut de raffinerie améliorée, conformément aux directives. Les cinq autres raffineries étaient de nouvelles raffineries et étaient soumises au règlement.

Trois raffineries ont vu le jour depuis 1980: Turbo Resources (Balzac) en 1982, Husky (Lloydminster) en 1983 et Shell (Scotford) en 1984, toutes en Alberta. Plusieurs raffineries ont fermé en 1983: Ultramar (Holyrood), Esso (Montréal), B.P. (Anjou), Shell (Oakville), Shell (Winnipeg), Gulf (Calgary), Gulf (Kamloops) et l'ancienne raffinerie de Husky à Lloydminster, qui a été désaffectée en 1983. Depuis, la raffinerie de Texaco à Montréal a été fermée définitivement en 1982, de même que celle de Texaco à Edmonton en 1984. Trente raffineries étaient encore exploitées en 1984. Dix-neuf d'entre elles avaient un statut de raffinerie existante, cinq autres avaient un statut de raffinerie améliorée et les six autres étaient de nouvelles raffineries qui devaient donc observer le règlement.

En 1983 et 1984, huit raffineries (dans la région du Pacifique et du Yukon ainsi que dans la région de l'Ouest et du Nord) faisaient subir à leurs effluents un traitement primaire ou intermédiaire sur place et un traitement supplémentaire (quelques fois secondaire) à l'extérieur de leurs installations; deux d'entre elles seulement ont été exemptées des directives. Une raffinerie (la nouvelle raffinerie de Husky à Lloydminster) utilise l'injection en puits à grande profondeur pour éliminer la totalité de son effluent traité et n'est donc pas soumise au règlement et aux directives. Une autre raffinerie n'a rejeté aucun effluent en 1983 et en 1984 (Shell à Bowden). Il y a également cinq raffineries en Ontario et au Québec qui, en plus de leurs eaux résiduaires, traitent l'effluent d'une usine pétrochimique associée (non soumise au règlement et aux directives sur les raffineries), et il y a même une raffinerie (en C.-B.) qui traite l'effluent d'une usine associée de gaz naturel.

En moyenne, 72 p. 100 des tests demandés conformément au règlement et aux directives ont fait l'objet de rapports au Canada en 1983. Les régions qui ont le plus contribué à abaisser cette moyenne sont la région du Pacifique et du Yukon dont seulement 25 p. 100 des tests ont fait l'objet de rapports et la région de l'Ouest et du Nord dont seulement 65 p. 100 des tests ont fait l'objet de rapports. Cela provient du fait que les provinces ont des exigences différentes concernant les rapports.

L'annexe B présente la performance de chaque région en 1983. Il faut noter toutefois que les rejets autorisés ne s'appliquent qu'aux effluents des raffineries individuelles. Il n'y a donc pas une "quantité autorisée" pour toute une région ou pour tout le Canada, mais le calcul de ces rejets est utile pour évaluer la performance des raffineries dans l'ensemble d'une région ou du pays. De plus, les valeurs des "rejets autorisés" apparaissant dans les figures de ce chapitre et dans les tableaux de l'annexe B ont été obtenues par le calcul de la moyenne annuelle des quantités mensuelles autorisées (en fonction du règlement et des directives). Ces rejets autorisés sont comparés aux "rejets réels" qui sont une moyenne annuelle des moyennes arithmétiques mensuelles des rejets quotidiens. Les moyennes annuelles n'ont été établies que pour faciliter l'évaluation de la performance annuelle des raffineries et ne font l'objet d'aucune réglementation.

Rendement des raffineries à l'échelle nationale et régionale en 1983. - À l'échelle nationale, la performance en 1983 était la suivante: 92 p. 100 du temps en conformité dans le cas des quantités mensuelles, 98 p. 100 du temps en conformité dans le cas des quantités quotidiennes, 97 p. 100 du temps en conformité dans le cas des quantités maximales quotidiennes et 92 p. 100 du temps en conformité concernant les limites pour les eaux pluviales. À noter que le fait de dépasser les limites mensuelles est considéré comme plus grave que de dépasser les autres limites. Le tableau 19 détaille le degré de conformité au niveau régional concernant les quantités mensuelles spécifiées dans les directives pour chaque paramètre. Comme on peut le voir, la région du Québec et la région de l'Ouest et du Nord sont celles qui dépassent les limites le plus souvent. La région de l'Ontario est celle qui se conforme le mieux aux quantités mensuelles. Les paramètres qui posent le plus de problèmes aux raffineries soumises aux directives sont les huiles et graisses et les matières totales en suspension. Les limites concernant les sulfures sont celles qui sont le plus fréquemment respectées par les raffineries soumises aux directives.

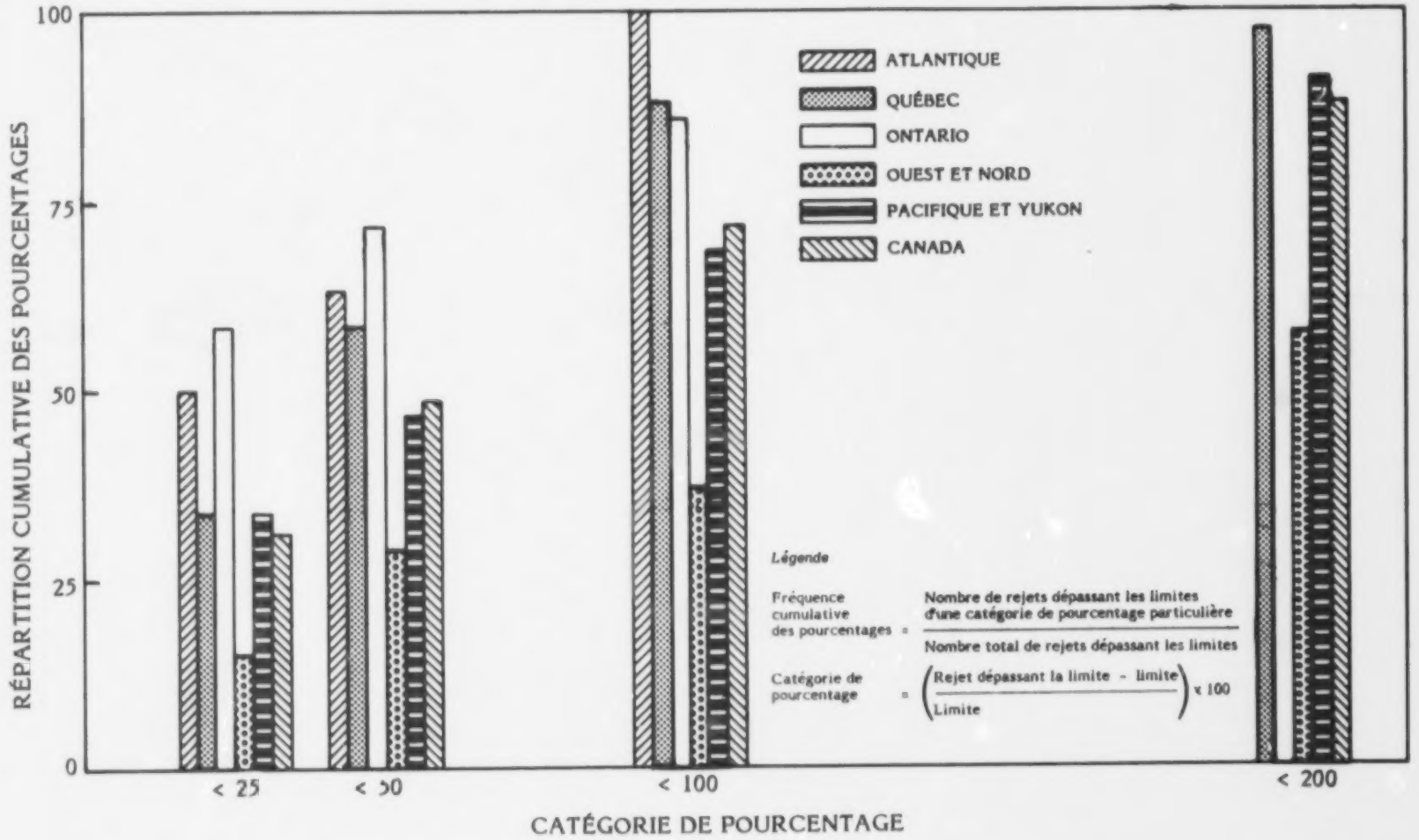
La figure 2 révèle l'importance des écarts enregistrés par rapport aux quantités mensuelles autorisées. Dans tout le Canada, 47 p. 100 des rejets supérieurs aux quantités mensuelles ne dépassaient pas les limites de plus de 50 p. 100, et 17 p. 100 dépassaient les limites de plus de 200 p. 100. La majorité des rejets dans la région de

TABLEAU 19 POURCENTAGE DE CONFORMITÉ DES RAFFINERIES DANS CHAQUE RÉGION CONCERNANT LES LIMITES MOYENNES MENSUELLES FIXÉES DANS LES **DIRECTIVES** (1983)

Région	Pourcentage de conformité aux directives					
	Huiles et graisses	Matières totales en suspension	Phénols	Sulfures	Azote ammo-niacal	Moyenne
Atlantique	95	95	95	100	95	96
Québec	52	66	90	98	87	79
Ontario	98	96	100	100	100	99
Ouest et Nord	89	88	91	92	85	89
Pacifique et Yukon	96	97	91	96	95	95
Canada	86	88	93	97	92	92

l'Ontario (57 p. 100) et dans la région de l'Atlantique (50 p. 100) supérieurs aux limites ne les dépassaient pas de plus de 24 p. 100. De plus, la région de l'Atlantique n'a rejeté aucun effluent dépassant les limites de plus de 100 p. 100. La région de l'Ouest et du Nord était celle dont le nombre de rejets dépassant les limites de plus de 200 p. 100 était le plus élevé (44 p. 100).

Performance des raffineries. - Douze des 34 raffineries évaluées en 1983 (à l'exclusion de la raffinerie effectuant des injections en puits à grande profondeur, et celle n'ayant aucun rejet) observaient toutes les limites plus de 99 p. 100 du temps et cinq d'entre elles les observaient de 95 p. 100 à 99 p. 100 du temps. Cinq des 17 autres raffineries utilisaient un traitement ultérieur à l'extérieur de la raffinerie, cinq ont amélioré leur performance en 1984 et trois ont fermé leurs portes. Les trois raffineries dont le rendement était le moins bon en ce qui concerne les quantités mensuelles sont: la raffinerie Co-op à Regina (conformité 55 p. 100 du temps), la raffinerie Esso à Norman Wells (63 p. 100) et la raffinerie Shell à Montréal (69 p. 100). L'effluent de la raffinerie Co-op est traité également par la suite dans l'usine d'épuration municipale, ce qui, dans des conditions normales, devrait ramener les rejets à un niveau acceptable. On soupçonne toutefois que l'efficacité du traitement hors des limites de la raffinerie serait réduite en présence de rejets aussi élevés que ceux de 1983 et de 1984. Dans le cas de la raffinerie Esso à Norman Wells, des mesures rectificatives ont été prises en 1984 pour



Remarque. - L'axe des y représente la distribution des rejets (moyenne mensuelle) qui les ont dépassées et l'axe des x indique de combien.

FIGURE 2 RÉPARTITION DE LA FRÉQUENCE DES POURCENTAGES DE REJETS DÉPASSANT LES QUANTITÉS MENSUELLES AUTORISÉES

TABLEAU 20 CONFORMITÉ GLOBALE DES RAFFINERIES AU RÈGLEMENT ET AUX DIRECTIVES DU GOUVERNEMENT FÉDÉRAL (1983-1984)

Raffinerie/Région	Performance en 1983				
	% du temps du conformité				% des tests rapportés
	M	O	N	S	
Atlantique					
. Esso Petroleum (Dartmouth)	93,3	99,6	99,1		96
. Irving (Saint-Jean)	96,7	99,9	96,4		80
. Texaco (Dartmouth)	100	100	100		100
. Ultramar (Holyrood)	95,8	98,7	99,5		70
. Région	95,8	99,7	98,8		90
Québec					
. Gulf (Montréal)	88,0	96,8	97,5		81
. Pétroles Esso (Montréal)	78,0	98,6	97,4		87
. B.P. (Anjou)	92,0	99,2	99,8		82
. Petro-Canada (Pointe-aux-Trembles)	73,0	96,1	97,4		96
. Shell (Montréal)	69,0	93,3	94,5		100
. Ultramar (Saint-Romuald)	78,0	92,7	89,0		95
. Région	79,0	96,1	96,0		91
Ontario					
. Esso Petroleum (Sarnia)	100	99,9	99,7		100
. Shell (Corunna)	95,0	99,9	98,5		71
. Shell (Oakville)	100	100	100		82
. Petro-Canada (Oakville)	100	100	98,8		92
. Gulf (Mississauga)	98,3	99,2	99,1	92,0	100
. Suncor (Sarnia)	100	99,3	99,5		81
. Petrosar (Corunna)	100	100	99,9		84
. Texaco (Nanticoke)	100	100	99,9	100	100
. Région	99,2	99,8	99,4	96,0	89
Ouest et Nord					
. Gulf (Edmonton)	100	100	99,9		57
. Gulf (Moose Jaw)**	92,0	-	-		6
. Esso Petroleum (Norman Wells)	63,0	79,0	89,0		69
. Shell (Bowden)	-	-	-		
. Shell (Winnipeg)	75,0	-	-		47
. Texaco (Edmonton)	100	99,8	99,8	-	87
. Co-op (Regina)***	55,0	-	-	-	100
. Gulf (Calgary)	100	100	99,9	-	68
. Husky (Lloydminster)	-	-	-	-	
. Esso Petroleum (Edmonton)	98,3	99,7	99,7	-	99
. Turbo (Balzac)	89,0	100	99,9	-	60
. Shell (Scotford)	-	-	-	-	-
. Région	90,3	96,4	97,7		65
Pacifique et Yukon					
. Esso Petroleum (Ioco)	100	100	98,6	58,0	27
. Gulf (Port Moody)	100	100	100	100	27
. Gulf (Kamloops)	94,3	97,1	97,0	-	26
. Husky (Prince George)	100	100	96,4	-	24
. Petro-Canada (Taylor)	88,0	98,4	98,3	97,2	27
. Shell (Burnaby)	100	100	98,8	100	23
. Chevron (North Burnaby)	83,0	97,5	92,0	100	22
. Région	94,8	99,0	95,3	91,0	25
National	92,4	97,7	97,2	92,4	92,8

* Les raffineries sont soumises aux directives à moins d'indications contraires.
** Très peu de tests ont fait l'objet de rapports (seulement 6 p. 100); la performance n'est pas représentative.
*** Les quantités mensuelles représentent des moyennes de trois mois.
M: quantité mensuelle; O: quantité quotidienne; N: quantité maximale quotidienne; S: limites concernant les eaux pluviale

erformance en 1984					
% du temps en conformité				% des tests rapportés	Observations*
	O	N	S		
83	98,6	99,1	-	97	
93,3	99,2	98,6	-	82	
00	100	100	-	100	
-	-	-	-		Fermée en juillet 1983
99	-	-	-	93	
91,7	-	-	-		
-	-	-	-		Fermée en octobre 1983
-	-	-	-		Fermée en mai 1983
65,5	93,0	97,0	-		
88,3	-	-	-		
95,0	-	-	-		
84,3	-	-	-		
95,0	99,0	98,6	-		
90,0	97,3	96,5	-		
-	-	-	-		Fermée en juillet 1983
00	100	100	-		
83,0	93,9	96,0	91,7		
87,0	97,6	98,0	-		
00	100	100	-		Soumise au règlement
00	100	99,9	100		Soumise au règlement
98,0	-	-	-	88	
00	100	100	-	53	
00	-	-	-	6	
70	-	-	-	99	
-	-	-	-		Pas de rejets
					Fermée en octobre 1983
00	100	100	-		Fermée en mai 1984
65	-	-	-		
-	-	-	-		Fermée en décembre 1983
-	-	-	-		Injection en puits à grande profondeur
00	100	99,9	-		Soumise au règlement
98,3	100	100	-		Soumise au règlement
00	-	-	-		Soumise au règlement
92,7	-	-	-		
93,3	99,9	99	58,3		
95,0	100	100	100		
-	-	-	-		Fermée en mai 1983
00	100	99,9	-		
97,9	100	100	94,4		
00	100	99,9	94,4		
90,0	100	-	97,9		
96,0	-	-	-		
92,8	-	-	-		

réduire les rejets. La raffinerie de Shell à Montréal a connu certains problèmes dans le traitement de ses eaux usées en 1983. Les problèmes ont été résolus en 1984 mais certaines améliorations sont encore requises. La performance globale des raffineries, regroupées par région, figure au tableau 20. Une analyse plus détaillée de la performance de chaque raffinerie et de chaque région est fournie dans la section suivante.

Tendances de la performance et des rejets annuels à l'échelle nationale. - La performance nationale globale s'améliore lentement depuis 1980. Le pourcentage du temps que les raffineries à l'échelle nationale observaient les quantités mensuelles spécifiées est passé de 91 p. 100 en 1980 à 92 p. 100 en 1983 et finalement à 93 p. 100 en 1984.

Les figures 3 à 7 présentent la moyenne nationale des rejets annuels (exprimée en kilogrammes par 10^3 m^3 de pétrole brut) de 1972 à 1984. La tendance à la baisse concernant les quantités de polluants rejetés s'est poursuivie en 1983 où l'on a noté une amélioration par rapport à 1980 pour les rejets d'huiles et graisses, de matières totales en suspension, de phénols et de sulfures. Les quantités d'azote ammoniacal rejeté sont restées les mêmes en 1980 et en 1983. En 1984, on a noté une réduction supplémentaire des rejets pour tous les paramètres, sauf les phénols dont les rejets sont restés les mêmes qu'en 1983. Depuis 1980, tous les rejets annuels étaient inférieurs aux quantités autorisées. À noter que la valeur négative pour les rejets annuels de sulfures en 1984 provient du calcul de la charge nette de polluants. En Ontario, l'eau d'approvisionnement des raffineries renferme des concentrations plus élevées de sulfures que l'effluent traité, ce qui explique la valeur négative obtenue lorsque la charge nette de la raffinerie est calculée.

Comparaison de la quantité de polluants rejetés en 1983 par les régions. - La figure 8 présente la moyenne des quantités de polluants rejetés en 1983 par chaque région. L'échelle a été agrandie pour les phénols dans la figure 9 et pour les sulfures dans la figure 10. Sauf pour les rejets d'huiles et graisses au Québec et les rejets de sulfures dans la région de l'Ouest et du Nord, tous les rejets effectués au cours de l'année sont en deçà des quantités autorisées. Les régions du Québec et de l'Atlantique ont rejeté les plus grandes quantités d'huiles et graisses et de matières totales en suspension alors que la région de l'Ouest et du Nord en a rejeté le moins. Les rejets de phénols sont comparables dans toutes les régions, mais l'Ontario avait la quantité la plus faible. La région de l'Ouest et du Nord est celle qui a rejeté le plus de sulfures; les autres régions en ont rejeté à peu près les mêmes quantités, sauf en Ontario où la valeur était négative. Les régions de l'Ontario et du Pacifique ont rejeté les moins grandes quantités d'azote ammoniacal.

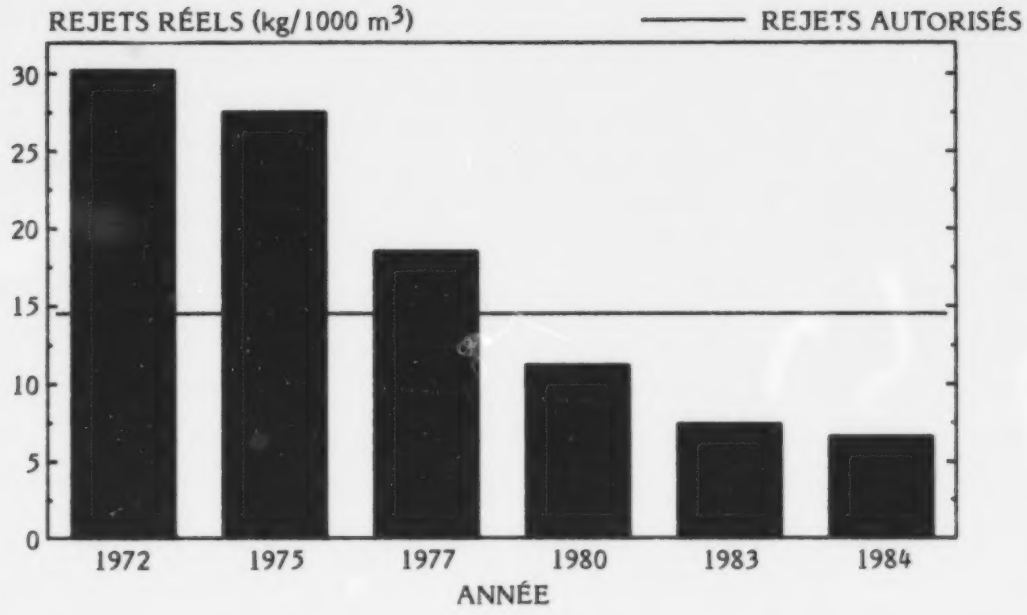


FIGURE 3 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET GRAISSES (Échelle nationale - 1972 à 1984)

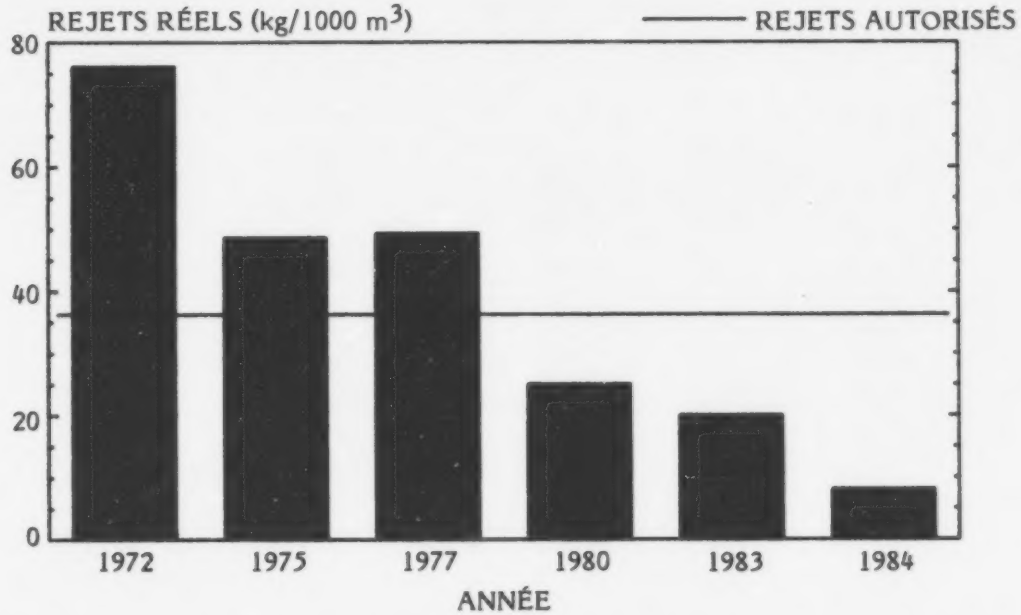


FIGURE 4 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION (Échelle nationale - 1972 à 1984)

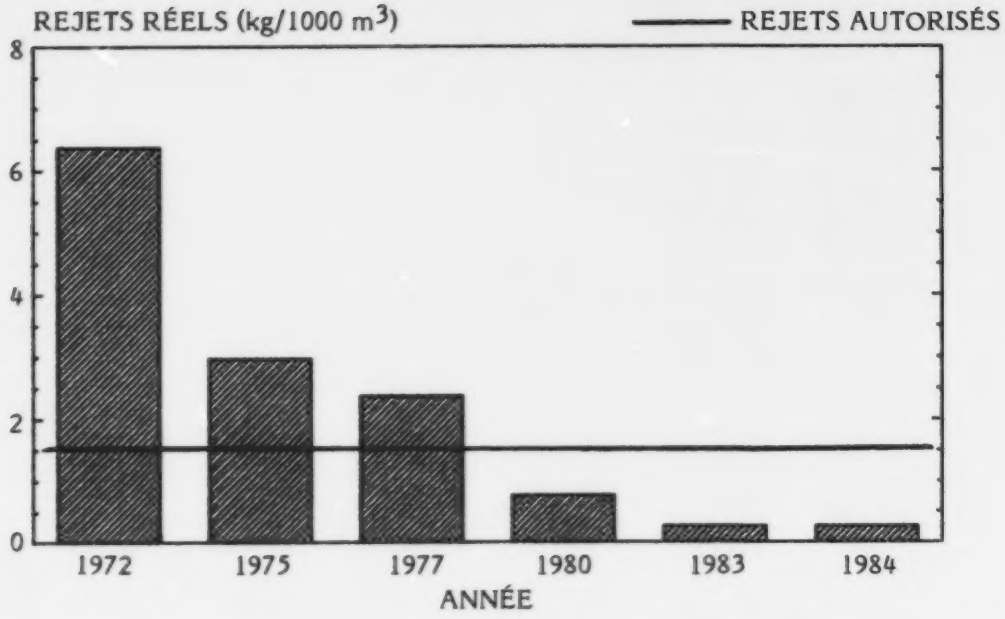


FIGURE 5 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS
(Échelle nationale - 1972 à 1984)

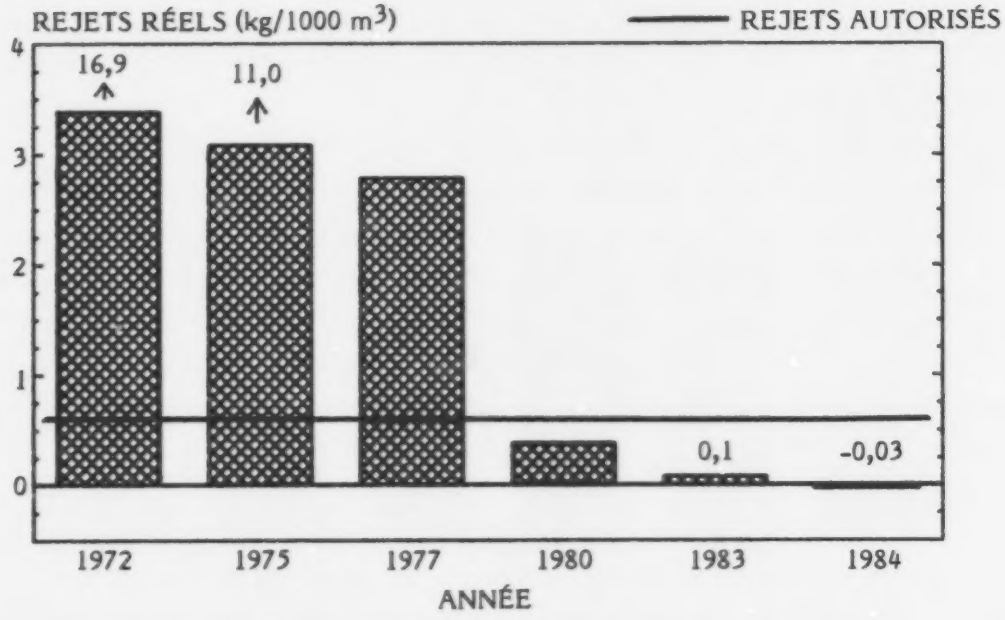


FIGURE 6 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES
(Échelle nationale - 1972 à 1984)

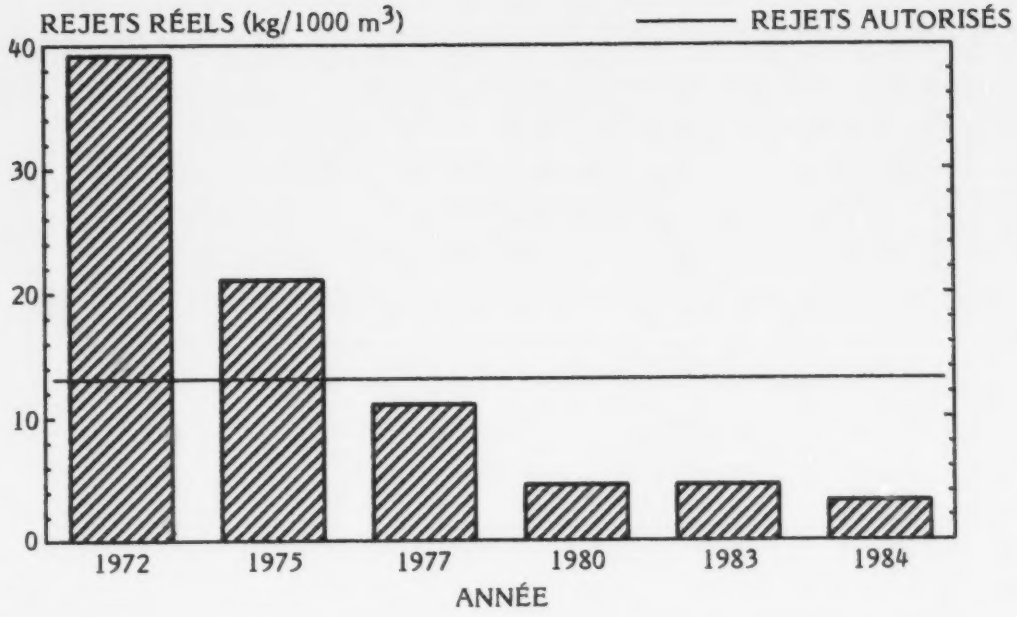


FIGURE 7 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Échelle nationale - 1972 à 1984)

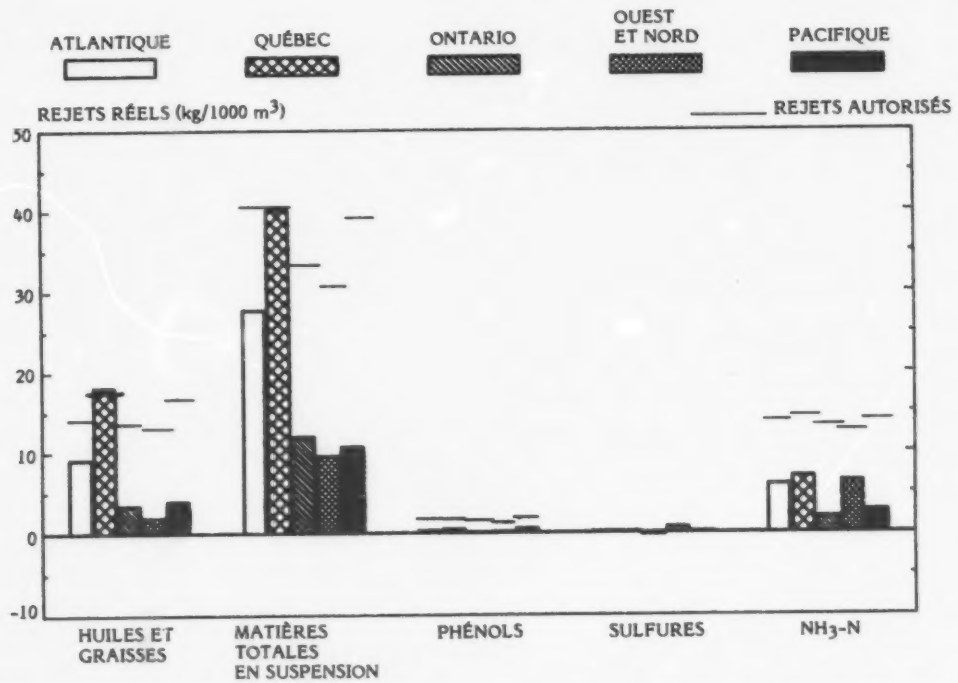


FIGURE 8 COMPARAISON DES REJETS EFFECTUÉS PAR LES RÉGIONS DANS LE CAS DES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (1983)

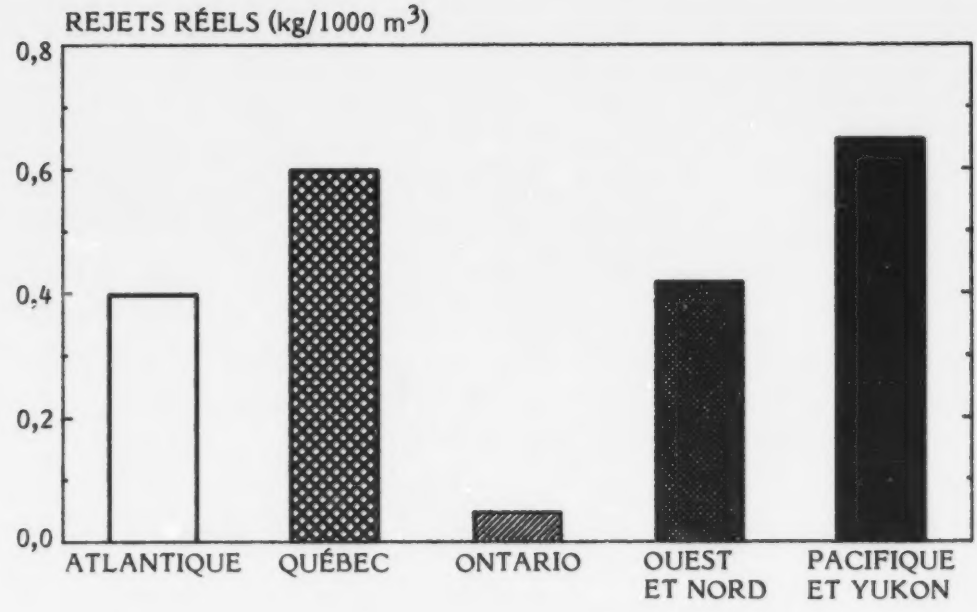


FIGURE 9 COMPARAISON DES REJETS DE PHÉNOLS PAR RÉGION (1983)

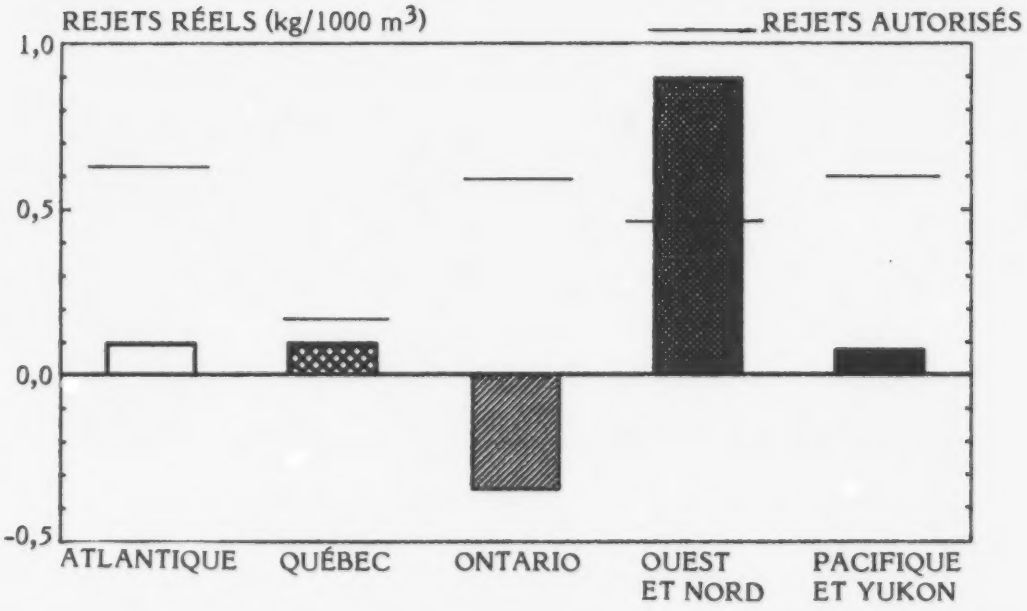


FIGURE 10 COMPARAISON DES REJETS DE SULFURES PAR RÉGION (1983)

Performance des raffineries soumises au règlement. - En 1983, les quatre nouvelles raffineries qui ont subi une évaluation observaient le règlement concernant les quantités mensuelles 97 p. 100 du temps, les limites quotidiennes plus de 99,6 p. 100 du temps et les eaux pluviales 100 p. 100 du temps. Le tableau 21 présente les résultats régionaux concernant l'observation des quantités mensuelles prévues dans le règlement pour chaque paramètre. La performance n'a été faible que dans le cas des sulfures dans la région de l'Ouest et du Nord où les limites concernant les sulfures n'étaient observées que 75 p. 100 du temps. La raffinerie responsable des rejets élevés de sulfures était la raffinerie Turbo (Balzac) qui dépassait les quantités mensuelles de sulfures 50 p. 100 du temps. L'exploitation de la raffinerie Turbo a débuté vers la fin de l'année 1982, et ces infractions peuvent être attribuées à des problèmes de mise au point des unités du procédé. La raffinerie a amélioré sa performance en 1984 en n'enfreignant le règlement concernant les quantités mensuelles de sulfures que 14 p. 100 du temps. En 1983, 57 p. 100 des quantités mensuelles dépassaient les limites de moins de 24 p. 100, et toutes les infractions dépassaient les limites de moins de 50 p. 100.

TABLEAU 21 POURCENTAGE DE CONFORMITÉ DES RAFFINERIES DANS CHAQUE RÉGION CONCERNANT LES QUANTITÉS MOYENNES MENSUELLES FIXÉES DANS LE **RÈGLEMENT** (1983)

	% de conformité au règlement					
Région*	Huiles et graisses	Matières totales en suspension	Phénols	Sulfures	Azote ammoniacal	Total
Ontario	100	100	100	100	100	100
Ouest et Nord	96	100	100	75	100	94
Canada	98	100	100	88	100	97

* Il n'y a pas de raffinerie sujette au règlement dans les autres régions.

La performance globale des nouvelles raffineries en 1984 était la suivante: observation des quantités mensuelles 98 p. 100 du temps, observation des quantités quotidiennes et des limites concernant les eaux pluviales 100 p. 100 du temps et observation des quantités maximales quotidiennes 99,9 p. 100 du temps.

En 1983, parmi tous les rejets des nouvelles raffineries, seuls les rejets de sulfures de la raffinerie Turbo dépassaient les quantités autorisées. En 1984, tous les

rejets annuels étaient inférieurs aux limites. En moyenne, 84 p. 100 des tests exigés par le règlement ont fait l'objet de rapports en 1983. La raffinerie Turbo n'a présenté des rapports que pour 60 p. 100 des essais requis et a été responsable de la faible moyenne nationale.

Rejets nets en 1983. - Bien que le règlement et les directives du gouvernement fédéral limitent le rejet de plusieurs contaminants en fonction de la production, il serait utile d'évaluer les rejets nets, en kilogrammes par jour, pour mieux juger des quantités rejetées dans l'environnement par les raffineries de pétrole. Le tableau 22 présente les charges totales nettes de polluants rejetées en 1983 dans les divers cours d'eau récepteurs. Le fleuve Saint-Laurent a reçu la charge nette de contaminants la plus élevée comparativement aux autres eaux réceptrices. Cela est dû en partie au grand nombre de raffineries qui y rejettent leurs effluents. Pour la même raison, la rivière Ste-Claire est le deuxième cours d'eau à recevoir le plus de matières en suspension et d'huiles et graisses.

Le tableau 23 présente les rejets nets à l'échelle nationale de 1972 à 1983 correspondant aux paramètres prévus dans le règlement. Comme on peut le voir, la tendance est généralement à la baisse, sauf pour les rejets de sulfures qui ont atteint un plancher en 1980 et qui ont ensuite augmenté de 26 p. 100 en 1983 (mais encore au-dessous des limites autorisées). Depuis 1972, les rejets concernant tous les paramètres ont été réduits, de 75 p. 100 pour les matières totales en suspension à 99 p. 100 pour les sulfures. Lorsqu'on compare les chiffres de 1983 à ceux de 1980, on remarque une diminution qui varie de 21 p. 100 pour l'azote ammoniacal à 53 p. 100 pour les phénols. Lorsqu'on tient compte de la diminution de 20 p. 100 de la production par rapport à 1980, il est évident que les rejets de sulfures ont nettement augmenté, mais des améliorations sont notables pour tous les autres paramètres.

Le tableau 24 présente une analyse régionale des quantités nettes de contaminants rejetés et de la production en 1983. Si l'on compare le pourcentage de la contribution de chaque région aux rejets nationaux au pourcentage de sa contribution à la production nationale, on constate que: les pourcentages des contributions de la région de l'Atlantique aux rejets et à la production s'équivalent; la région du Québec pour la plupart des paramètres contribue plus aux rejets qu'à la production; la région de l'Ontario pour tous les paramètres contribue moins aux rejets qu'à la production; la région de l'Ouest et du Nord contribue plus aux rejets dans le cas des sulfures qu'à la production; et la région du Pacifique contribue moins aux rejets qu'à la production, sauf dans le cas des phénols. Les régions du Québec, de l'Ontario et du Pacifique ont réduit leurs rejets en 1983 par

TABLEAU 22 CHARGES NETTES DE POLLUANTS REJETÉS DANS CHAQUE COURS D'EAU RÉCEPTEUR (1983)

Eau réceptrice	Charges nettes de polluants (kg/d)*				
	Huiles et graisses	Matières totales en suspension	Phénols	Sulfures	Azote ammoniacal
Port de Halifax, Dartmouth (N.-É.)	104	402	9	0,03	41
Little River, Saint-Jean (N.-B.)	133	332	2	0,8	115
Baie Conception, Holyrood (T.-N.)	10	9	0,2	0,04	0,1
Fleuve Saint-Laurent, Montréal (Qué.)	1080	2150	34	6	442
Rivière Ste-Claire, Sarnia (Ont.)	184	694	2	−28	73
Lac Ontario, Mississauga (Ont.)	147	379	2	3	72
Lac Érié, Nanticoke (Ont.)	8	12	0,1	0,3	14
Rivière Saskatchewan Nord, Edmonton (Alberta)	45	286	0,9	1	21
Fleuve Mackenzie, Norman Wells (T.N.-O.)	13	105	0,3	0,1	0,7
Rivière Red Deer, Bowden (Alberta)**	0	0	0	0	0
Rivière Bow, Calgary (Alberta)	9	20	0,1	0,02	0,7
Lac McDonald, Balzac (Alberta)	0,6	12	0,1	2	2
Bras Burrard, Ioco (C.-B.)	61	237	3	0,0	17
Rivière Peace, Taylor (C.-B.)	4	6	0,6	0,9	25
Traitement hors de la raffinerie***	246	739	42	46	383

* Moyennes annuelles.
** Pas d'effluent rejeté en 1983.
*** Le traitement hors des limites de la raffinerie comprend: les égouts municipaux à Montréal, les stations de traitement municipales de Moose Jaw, Regina, de Winnipeg North End, du district régional du Grand Vancouver, de Kamloops et le système de traitement de la Prince George Pulp and Paper Company.
À noter que les valeurs du traitement hors des raffineries pour les phénols, les sulfures et, jusqu'à un certain point, pour l'azote ammoniacal peuvent être surestimées, étant donné qu'elles comprennent les rejets d'eaux pluviales déversés dans le ruisseau Wascana en Saskatchewan. La raffinerie Co-op qui rejette ses eaux de traitement dans l'égout de Regina et ses eaux pluviales dans le ruisseau Wascana n'a donné qu'un seul chiffre pour ces deux rejets. La même situation existe pour la rivière Moose Jaw en Saskatchewan, mais la quantité totale de polluants rejetés par la raffinerie est très faible et n'a aucun effet sur les valeurs du traitement hors raffinerie.

TABLEAU 23 RÉSUMÉ DES QUANTITÉS TOTALES NETTES DE REJETS À L'ÉCHELLE NATIONALE - PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS

Paramètre	Rejets (kg/d)					% de diminution depuis*	
	1972	1975	1977	1980	1983	1972	1980
Huiles et graisses	8 300	9 000	6 000	2 980	1 923	77	35
Matières totales en suspension	20 900	15 900	15 900	7 175	5 154	75	29
Phénols	1 800	900	900	200	97	95	53
Sulfures	4 600	3 400	900	50	63**	99	-26
Azote ammoniacal	10 900	6 700	3 500	1 533	1 205	89	21
Taux de référence de brut (10^3 m^3/d)	270	320	320	320	256	5	20

* Comparativement aux données de 1983.
** La valeur négative de l'Ontario n'est pas incluse.

TABLEAU 24 POURCENTAGE DE LA PRODUCTION ET DES REJETS À L'ÉCHELLE NATIONALE (1983)

	Pourcentage à l'échelle national				
	Région de l'Atlantique	Région du Québec	Région de l'Ontario	Région de l'Ouest et du Nord	Région du Pacifique et du Yukon
Production	10,4	26,0	32,2	21,7	9,7
Huiles et graisses	12,7	61,2	15,3	5,6	5,2
Matières totales en suspension	14,6	51,5	19,8	9,1	5,0
Phénols	11,4	42,3	4,0	24,2	18,1
Sulfures	1,5	12,6	0,0	82,6	3,3
Azote ammoniacal	12,6	37,6	12,9	30,9	6,0

TABLEAU 25 POURCENTAGE DE DIMINUTION DES REJETS NETS ET DE LA PRODUCTION ENTRE 1980 ET 1983

	Pourcentage de diminution par région					
	Atlantique	Québec	Ontario	Ouest et Nord	Pacifique et Yukon	Canada
Taux de référence de brut	40	22	18	11	8	21
Huiles et graisses	-27	32	48	34	62	35
Matières totales en suspension	-3	34	36	7	29	29
Phénols	9	65	74	-19	56	53
Sulfures	61	78	570	-7776*	83	-26
Azote ammoniacal	-5	41	61	-364	44	21

* Surtout la raffinerie Co-op.

rapport à 1980 (tableau 25). La région de l'Atlantique a signalé une augmentation des rejets nets d'huiles et graisses, de matières totales en suspension et d'azote ammoniacal. La région de l'Ouest et du Nord a également signalé une augmentation de ses rejets nets de sulfures, d'azote ammoniacal et de phénols. Ces augmentations ne reflètent pas nécessairement la performance au niveau régional mais sont dues plutôt aux très faibles valeurs enregistrées en 1980. En dépit de ces augmentations, tous les rejets nets en 1983 dans chaque région sont restés en deçà des limites autorisées, sauf dans le cas des rejets de sulfures dans la région de l'Ouest et du Nord.

4.4.2 Évaluation de la région de l'Atlantique. - Les quatre raffineries en activité dans la région de l'Atlantique ont toutes le statut de raffinerie existante et sont soumises aux directives. L'annexe B présente la performance de chacune des raffineries dans cette région pour l'année 1983.

En 1983, la région observait les quantités mensuelles 96 p. 100 du temps. La raffinerie Texaco se conformait à toutes les limites, et Irving et Ultramar étaient en conformité avec les quantités mensuelles plus de 95 p. 100 du temps. Le tableau 20 présente la performance globale de chaque raffinerie. Comme on peut le voir dans la figure 2, la moitié des écarts se situaient à moins de 24 p. 100 au-dessus des limites concernant les quantités mensuelles et tous ces écarts ne dépassaient pas les limites de plus de 99 p. 100. Les limites quotidiennes étaient très peu souvent dépassées (conformité plus de 99 p. 100 du temps). Les limites concernant les sulfures et le pH n'ont jamais été dépassées, la toxicité était en deçà des limites 92 p. 100 du temps, et dans le cas des quatres autres paramètres, les quantités mensuelles étaient respectées au moins 95 p. 100 du temps.

Le pourcentage du temps que les raffineries de la région observaient les quantités mensuelles est passé de 98 p. 100 en 1980 à 96 p. 100 en 1983 et à 94 p. 100 en 1984. La situation s'est toutefois grandement améliorée en 1985, alors que le pourcentage a atteint 97 p. 100.

Les figures 11 à 15 présentent la moyenne annuelle des rejets effectués par la région entre 1972 et 1984. La performance en 1983 a régressé comparativement à celle de 1980. Seuls les rejets de sulfures ont diminué de 40 p. 100 en 1983; tous les autres paramètres ont connu des augmentations variant de 50 à 114 p. 100. Les rejets de 1984 semblent être à peu près comparables à ceux de 1983. Il est important de souligner toutefois que tous les rejets réels de 1980, 1983 et 1984 sont loin de dépasser les valeurs autorisées, de sorte que ces statistiques devraient plutôt rendre justice aux résultats

obtenus par la région en 1980 plutôt que de justifier une critique pour la performance réalisée en 1983 et en 1984.

Les figures 16, 17 et 18 présentent une comparaison des rejets annuels de chaque raffinerie pour 1983. Les rejets de toutes les raffineries étaient inférieurs aux rejets autorisés. En comparaison des autres raffineries de la région, Esso (Darmouth) a rejeté la plus grande quantité de matières totales en suspension et de phénols et a rejeté la plus faible quantité de sulfures; la raffinerie Irving (Saint-Jean) a rejeté la plus grande quantité d'ammoniac et a été l'une de celles qui ont rejeté le moins de phénols; la raffinerie Texaco (Dartmouth) a connu la meilleure performance globale; et la raffinerie Ultramar (Holyrood) a rejeté les plus grandes quantités d'huiles et graisses (quantités très proches des limites de rejets).

Dix pour cent des tests demandés dans la région n'ont pas fait l'objet de rapports en 1983, et 7 p. 100, en 1984. La production a diminué de 40 p. 100 en 1983 par rapport à 1980 et est restée assez stable en 1984. Cette réduction n'a pas été causée par la fermeture permanente de la raffinerie Ultramar à Holyrood en juin 1983 mais provient surtout d'une diminution de la production chez Irving. Le tableau 26 présente la performance de chaque raffinerie dans cette région et donne les valeurs pour chaque paramètre en 1983 et 1984.

Esso Petroleum (Dartmouth), N.-É. - La raffinerie Esso utilise un système de traitement secondaire (boues activées) et rejette l'effluent traité dans le port de Halifax.

En 1983, la raffinerie Esso se conformait aux directives fédérales pour les sulfures, l'azote ammoniacal, le pH et la toxicité. Dans le cas des huiles et graisses, seule la quantité maximale quotidienne a été dépassée (moins de 1 p. 100 du temps). Toutefois, de nombreux rejets de matières totales en suspension et de phénols ont dépassé les limites autorisées. L'entreprise a connu des problèmes d'exploitation qui ont perturbé le système biologique et ont parfois contribué à donner des rejets élevés, surtout dans le cas des matières totales en suspension. Pour ce qui est des phénols, le premier rejet dépassant la limite mensuelle était dû à une fuite temporaire de soude caustique dans le système. Le deuxième rejet excessif était attribuable aux eaux de ruissellement provenant du parc de stockage API.

En mai 1984, Esso a amélioré le système séparateur API en le munissant d'un nouveau réservoir d'eau de ballast conçu pour empêcher la surcharge hydraulique des séparateurs d'huile.

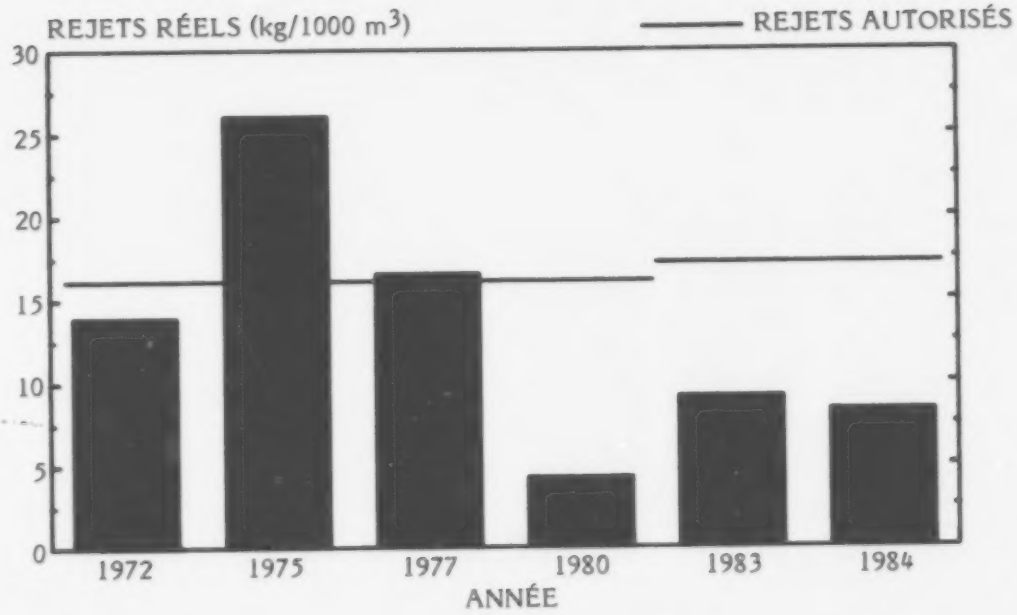


FIGURE 11 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET GRAISSES (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)

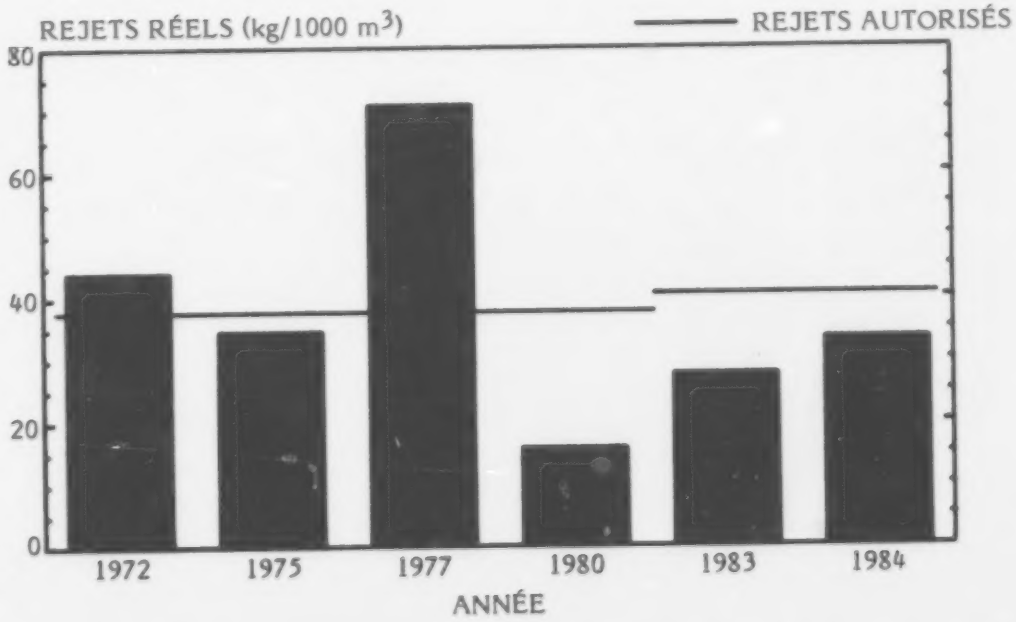


FIGURE 12 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)

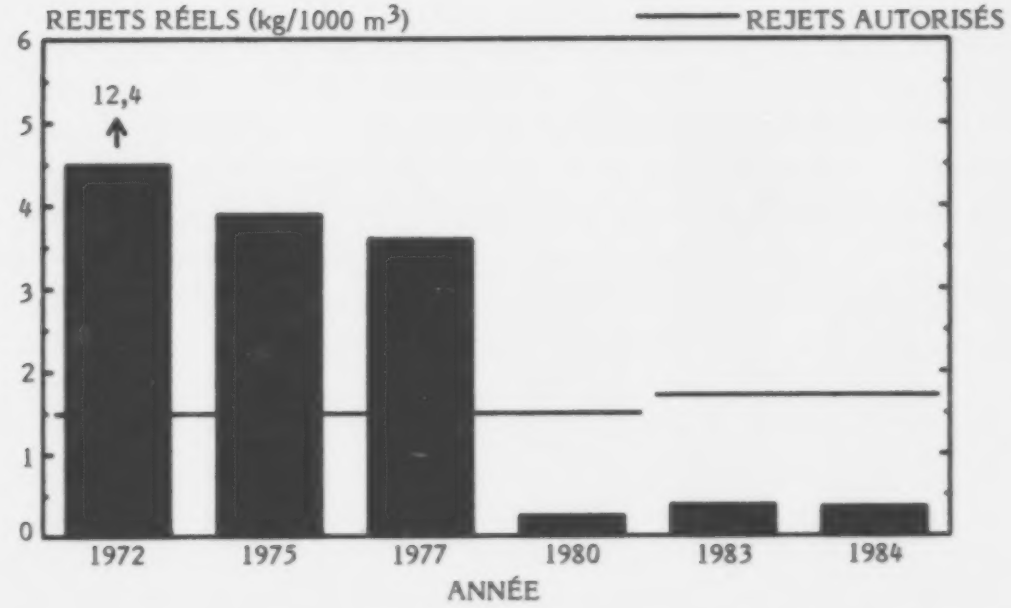


FIGURE 13 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)

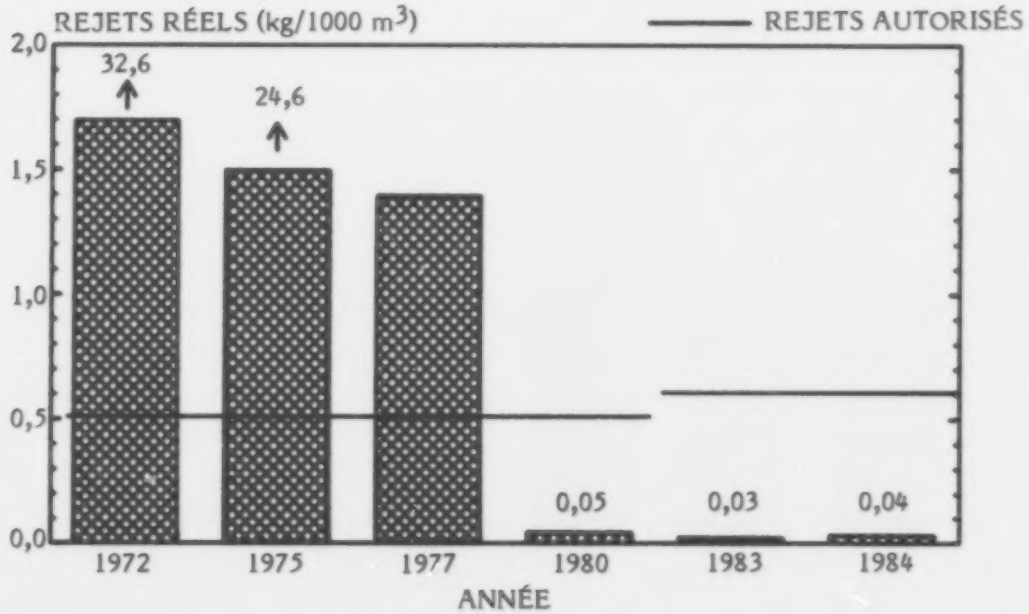


FIGURE 14 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)

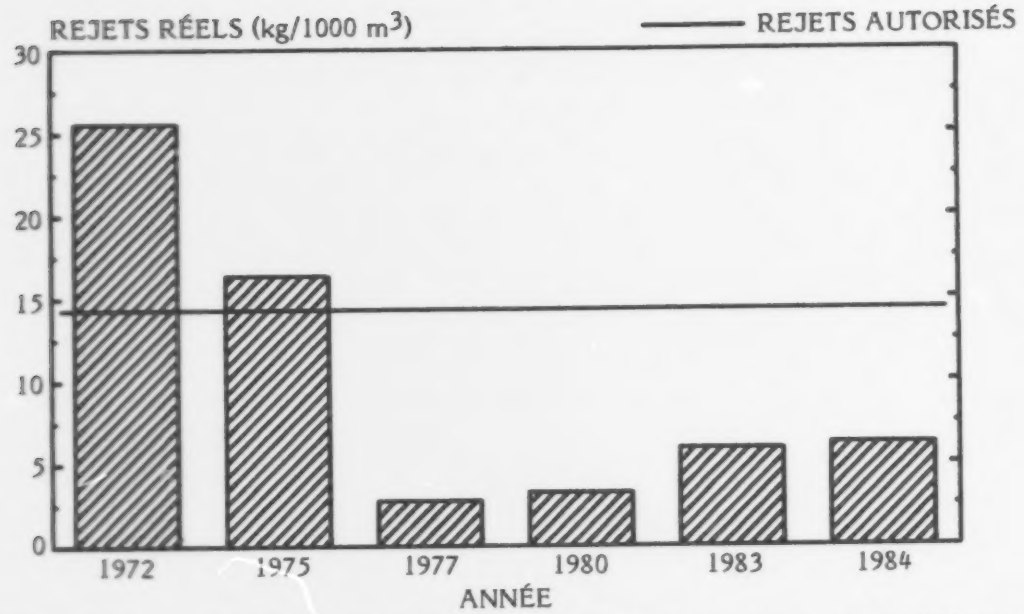


FIGURE 15 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL
(Région de l'Atlantique - 1972 à 1984)

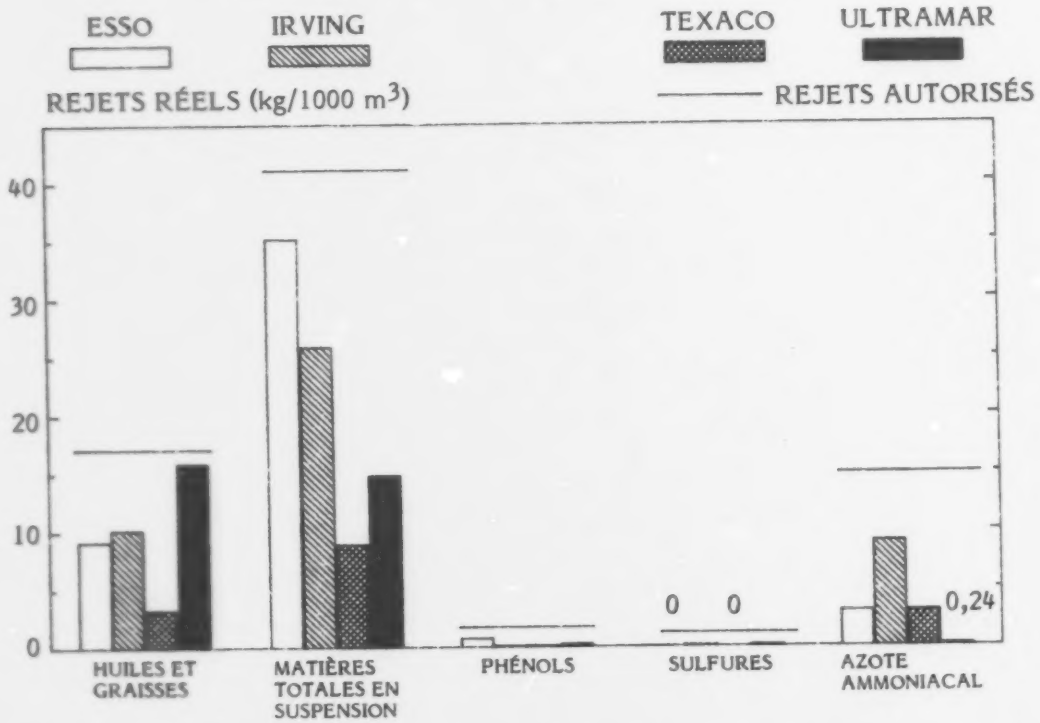


FIGURE 16 QUANTITÉS REJETÉES PAR LES RAFFINERIES PAR PARAMÈTRE
(Région de l'Atlantique - 1983)

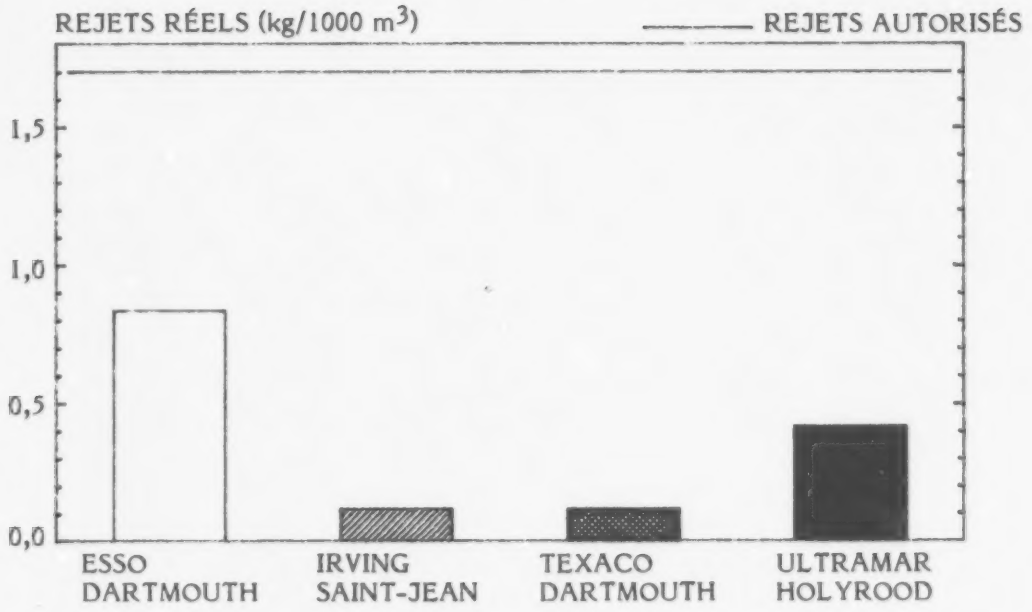


FIGURE 17 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1983)

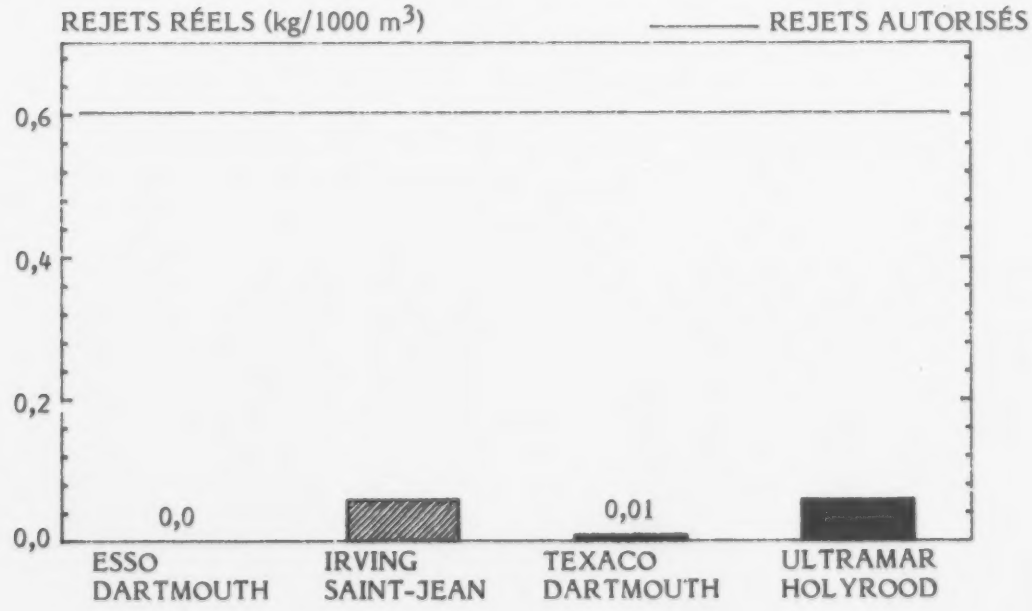


FIGURE 18 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Atlantique - 1983)

TABLEAU 26 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région de l'Atlantique - 1983, 1984)

Raffinerie		Pourcentage du temps en non conformité																	
		Huiles et graisses			Matières totales en suspension			Phénols			Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
		M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	N	N
Esso Petroleum (Dartmouth)	1983	0	0	0,9	17	2	3	17	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0
	1984	8	2	0,6	42	5	5	8	0	0,7	0	0	0	0	0	0	0	0
Irving (Saint-Jean)	1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	0,6	0	0	25
	1984	0	0	0,6	17	2	0	0	0	0	0	0	0	17	2	6	0	17
Texaco (Dartmouth)	1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1984	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ultramar (Holyrood)	1983	33	6	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	-

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne.

Environnement Canada a mené une enquête en septembre 1983 et a découvert que les rejets d'huiles et graisses dépassaient les limites; les limites étaient respectées pour tous les autres paramètres.

La raffinerie Esso observait les quantités mensuelles 93 p. 100 du temps et plus de 99 p. 100 du temps dans le cas des limites quotidiennes. La moitié des écarts concernant la quantité mensuelle ne dépassait pas de 50 p. 100 les limites, et l'autre moitié dépassait les limites d'une valeur se situant entre 50 et 100 p. 100. Les rejets annuels pour 1983 étaient tous inférieurs aux limites autorisées. Quatre pour cent du nombre total des tests demandés n'ont pas fait l'objet de rapports.

La performance de la raffinerie Esso a toutefois diminué en 1984, alors que les quantités mensuelles de matières totales en suspension, d'huiles et graisses et de phénols ont été dépassées. Dans un cas, la quantité mensuelle a dépassé la limite de plus de 150 p. 100, et dans les autres cas, les limites ont été dépassées de moins de 100 p. 100. Les limites quotidiennes ont également été dépassées (surtout dans le cas des matières totales en suspension). Les rejets annuels en 1984 étaient semblables à ceux de 1983 et n'ont donc pas dépassé les quantités autorisées.

Irving (Saint-Jean, N.-B.). - La raffinerie Irving, la plus importante raffinerie dans la région de l'Atlantique, utilise un système de traitement secondaire qui fait appel au procédé des boues activées. L'effluent traité est rejeté dans la rivière Little (qui se jette dans les eaux portuaires de Saint-Jean).

La raffinerie Irving a respecté les limites autorisées dans les directives en 1983 dans le cas des huiles et graisses, des matières totales en suspension, des sulfures et du pH. La quantité mensuelle d'azote ammoniacal a été dépassée deux fois (limites dépassées de moins de 24 p. 100) à cause d'une défectuosité du condenseur de tête de la tour atmosphérique. Une fois le condenseur réparé, les rejets n'ont pas dépassé les limites. La quantité quotidienne a été dépassée une fois, de nouveau dans le cas de l'azote ammoniacal, et il y a eu trois écarts concernant la toxicité.

L'enquête d'Environnement Canada effectuée en 1983 a indiqué que la raffinerie Irving a dépassé les limites dans le cas des matières totales en suspension et a enregistré une mortalité des poissons de 100 p. 100 dans le test biologique en continu de 96 heures.

En général, la raffinerie Irving a eu une bonne performance en 1983 et a respecté toutes les limites plus de 95 p. 100 du temps. Les rejets annuels étaient tous inférieurs aux limites. Vingt pour cent des tests n'ont pas fait l'objet de rapports, surtout en ce qui a trait au pH (seulement 43 p. 100 des dosages ont été rapportés).

En 1984, la raffinerie a connu des difficultés avec les matières totales en suspension, l'azote ammoniacal et la toxicité. La quantité mensuelle de matières totales en suspension a été dépassée deux fois, et il en a été de même pour l'azote ammoniacal. La moitié de ces écarts excédait les limites de 50 à 100 p. 100, et l'autre moitié a dépassé les limites de moins de 50 p. 100. Un certain nombre de rejets ont dépassé les limites quotidiennes dans le cas de l'azote ammoniacal et des matières totales en suspension. La moyenne des rejets a légèrement augmenté en 1984 depuis 1983, mais elle reste sous les quantités autorisées.

Texaco (Dartmouth, N.-É.). - La raffinerie Texaco traite son effluent à l'aide d'un système biologique de boues activées et le rejette ensuite dans le port de Halifax (plus spécifiquement, dans l'Eastern Passage).

Cette entreprise est soumise aux directives et a connu une excellente performance en 1983 et en 1984; elle a en effet toujours observé tous les paramètres. De plus, la raffinerie Texaco a rapporté tous les tests demandés pendant la même période.

Toutefois, une enquête d'Environnement Canada effectuée en janvier 1983 a mesuré un rejet dépassant la limite dans le cas des matières totales en suspension, et la mortalité des poissons était de 100 p. 100 dans le test biologique en continu de 96 heures. Ces résultats contrastent tout à fait avec la mortalité de 0 p. 100 signalée par Texaco dans tous les tests biologiques statiques de 24 heures effectués en 1983. Dans l'enquête effectuée par Environnement Canada en 1984, les rejets étaient tous sous les limites autorisées et l'effluent n'était pas toxique pour les poissons.

Ultramar (Holyrood, T.-N.). - La raffinerie Ultramar a cessé de produire après juin 1983; l'évaluation suivante porte donc uniquement sur la période pendant laquelle la raffinerie a été en activité en 1983. La raffinerie utilisait un système de traitement primaire et déversait l'effluent traité dans la baie Conception.

La raffinerie Ultramar a observé les limites prévues dans les directives pour tous les paramètres sauf les huiles et graisses. Deux rejets ont dépassé la quantité mensuelle, et quelques-uns ont dépassé les limites quotidiennes, tous en raison de problèmes avec le séparateur API. L'un des rejets mensuels dépassait la limite de 50 à 100 p. 100, l'autre n'était que de 24 p. 100 supérieur à la limite. L'entreprise n'a rapporté aucun test de toxicité et le pourcentage global des tests non rapportés était de 30 p. 100.

4.4.3 Évaluation de la région du Québec. - En 1983, six raffineries étaient en activité au Québec, mais deux d'entre elles ont fermé leurs portes et ont été désaffectées

en 1983 (Esso en novembre et B.P. en juillet). Toutes les raffineries ont un statut de "raffinerie existante" et sont soumises aux directives. Les raffineries Gulf, Shell et Petro-Canada traitent un effluent combiné provenant de la raffinerie et d'une usine pétrochimique adjacente. La performance de chaque raffinerie en 1983 figure dans l'annexe B.

Dans certains cas, il est arrivé que l'on attribue des rejets excessifs à des raffineries lorsque ces dernières ne déclaraient pas un taux de référence de brut (TRB) révisé quand leur taux moyen de brut par jour de fonctionnement effectif (durant deux mois consécutifs) atteignait moins de 85 p. 100 de leur dernier taux de référence de brut officiel. Ces raffineries devraient à l'avenir déclarer un TRB révisé le cas échéant. De plus les raffineries du Québec n'ont pas analysé leur eau d'approvisionnement et, par conséquent, leurs rejets ont été surévalués parce que le calcul de ces derniers n'était pas basé sur les rejets nets (comme spécifiés dans le règlement et les directives) mais plutôt sur les rejets totaux.

Dans l'ensemble, les raffineries ont observé les quantités mensuelles 79 p. 100 du temps en 1983. Les raffineries qui ont contribué à abaisser cette moyenne sont Shell (69 p. 100 du temps), Petro-Canada (73 p. 100 du temps), Esso et Ultramar (78 p. 100 du temps). Comme le montre la figure 2, presque 60 p. 100 des écarts concernant les quantités mensuelles étaient moins de 50 p. 100 supérieures aux limites et presque tous ces écarts dépassaient les limites de moins de 200 p. 100. Les limites quotidiennes ont été respectées 96 p. 100 du temps. Les paramètres dont les limites ont été dépassées le plus souvent sont les huiles et graisses (48 p. 100 du temps dans le cas des quantités mensuelles) et les matières totales en suspension (34 p. 100 du temps) et dans une moindre mesure l'azote ammoniacal et la toxicité pour les poissons.

La performance régionale s'est améliorée dans l'ensemble depuis 1980. La région observait les quantités mensuelles 73 p. 100 du temps en 1980, 79 p. 100 du temps en 1983 et 84 p. 100 du temps en 1984.

Les figures 19 à 23 présentent une analyse des tendances dans la moyenne annuelle des rejets de la région entre 1972 et 1984. La performance régionale s'est améliorée en 1983 par rapport à 1980, et les rejets ont diminué pour les cinq paramètres, mais certains rejets étaient encore élevés. Les rejets d'huiles et graisses, par exemple, dépassaient les limites, et les rejets de matières totales en suspension étaient tout juste inférieurs aux limites. Néanmoins, les rejets ont continué à diminuer et, en 1984, ils étaient tous nettement sous les limites pour tous les paramètres.

Les figures 24 à 28 présentent les rejets annuels de chaque raffinerie dans la région pour 1983. Les rejets de toutes les raffineries sont inférieurs aux limites dans le cas des phénols, des sulfures et de l'azote ammoniacal. Les plus grandes quantités de phénols ont été rejetées par Petro-Canada, alors que les plus faibles quantités ont été rejetées par B.P.; Esso a rejeté les plus grandes quantités de sulfures, et Shell en a rejeté les moins grandes quantités; B.P. a rejeté les plus grandes quantités d'azote ammoniacal, et Gulf, les moins grandes quantités. Deux raffineries ont dépassé les limites de rejets autorisées pour les deux autres paramètres: Petro-Canada et Ultramar dans le cas des huiles et graisses, Shell et Gulf (Gulf a légèrement dépassé les limites), pour les matières totales en suspension.

Plus de 90 p. 100 de tous les tests demandés dans la région ont été rapportés. La production a diminué de 22 p. 100 en 1983 comparativement à 1980, et il y a eu une diminution supplémentaire de 12 p. 100 entre 1983 et 1984. Ces diminutions ont été principalement causées par la fermeture de raffineries. Le tableau 27 présente la performance de chaque raffinerie dans cette région, avec les valeurs pour chaque paramètres en 1983 et en 1984.

Gulf (Montréal). - La raffinerie Gulf a également des installations pétrochimiques qui ne sont pas soumises au règlement et aux directives du gouvernement fédéral. Les eaux résiduaires de la raffinerie et celles de l'usine chimique sont traitées dans le même système; l'effluent traité combiné est donc considéré dans l'évaluation de la conformité. Gulf utilise un système de traitement par boues activées et déverse son effluent traité dans l'égout municipal de Montréal, qui jette ses eaux dans le fleuve Saint-Laurent.

La raffinerie est soumise aux directives, et en 1983, Gulf a observé les limites concernant les sulfures, l'azote ammoniacal et la toxicité. La raffinerie a toutefois dépassé fréquemment les limites en ce qui concerne les matières totales en suspension et les huiles et graisses. Gulf a soutenu que ces rejets élevés d'huiles et graisses étaient principalement dus à des pluies excessives. Parmi les sept rejets dépassant les quantités mensuelles, 40 p. 100 dépassaient les limites par moins de 24 p. 100, 30 p. 100 dépassaient les limites de 25 à 50 p. 100, et le reste dépassait les limites de moins de 200 p. 100.

En 1983, Gulf a observé les quantités mensuelles 88 p. 100 du temps, et les limites quotidiennes, 97 p. 100 du temps. Les rejets de matières totales en suspension étaient légèrement au-dessus des limites en 1983, mais les rejets des autres paramètres étaient significativement en dessous des quantités autorisées. Gulf n'a pas rapporté

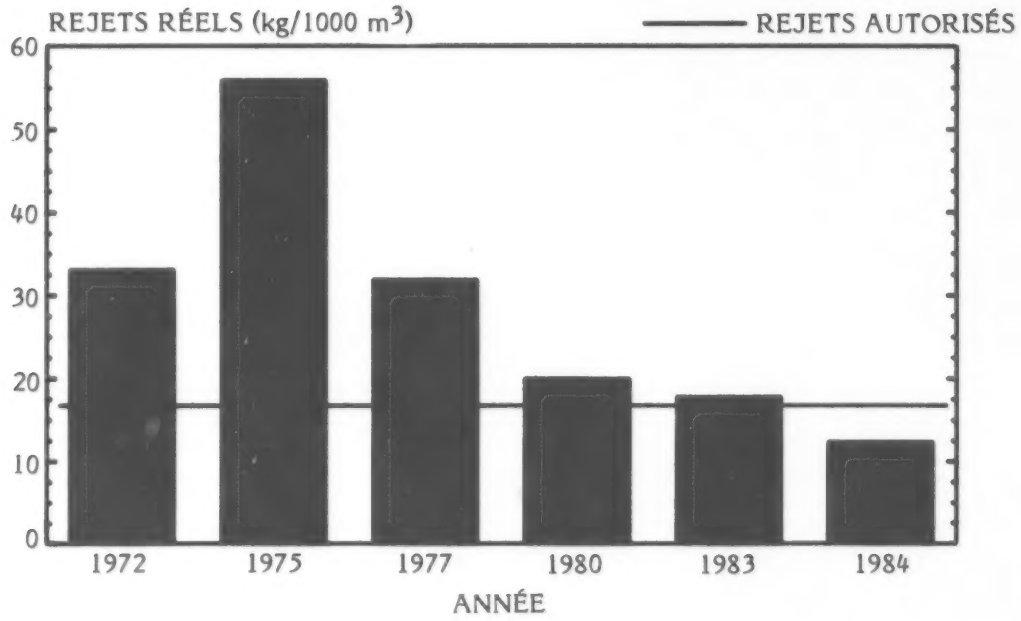


FIGURE 19 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET GRAISSES (Région du Québec - 1972 à 1984)

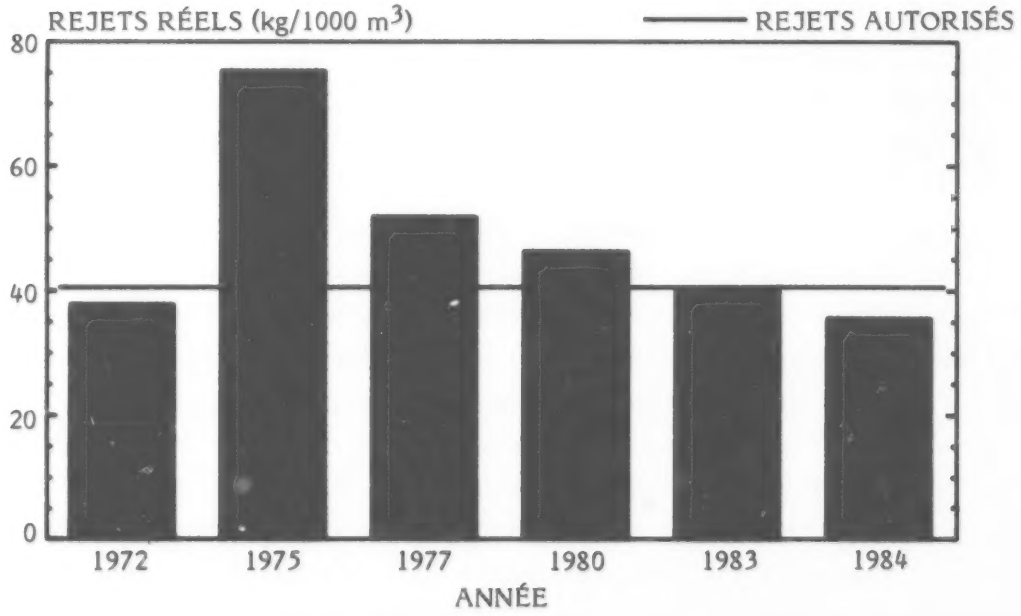


FIGURE 20 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION (Région du Québec - 1972 à 1984)

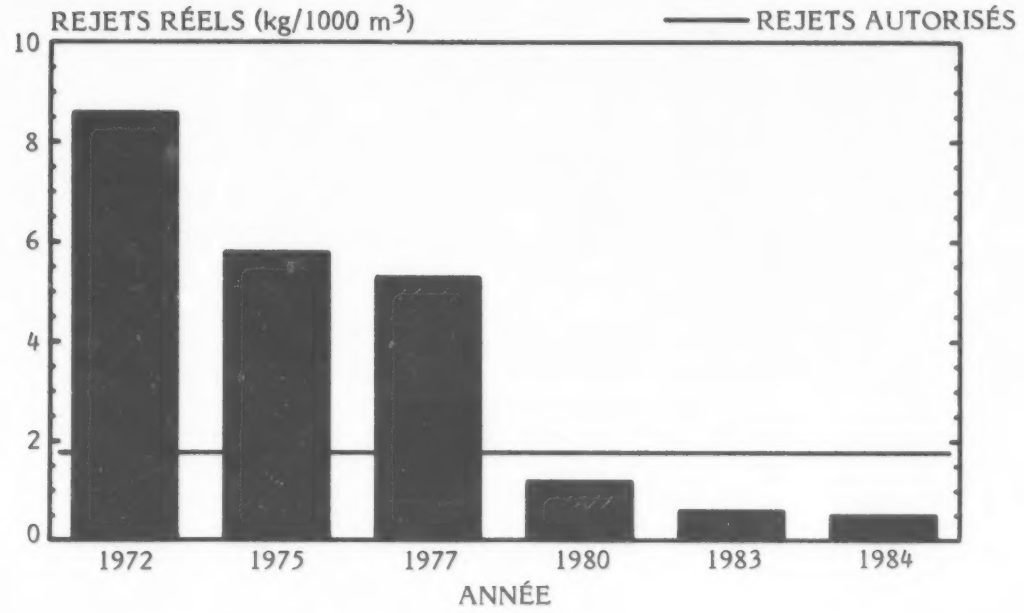


FIGURE 21 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région du Québec - 1972 à 1984)

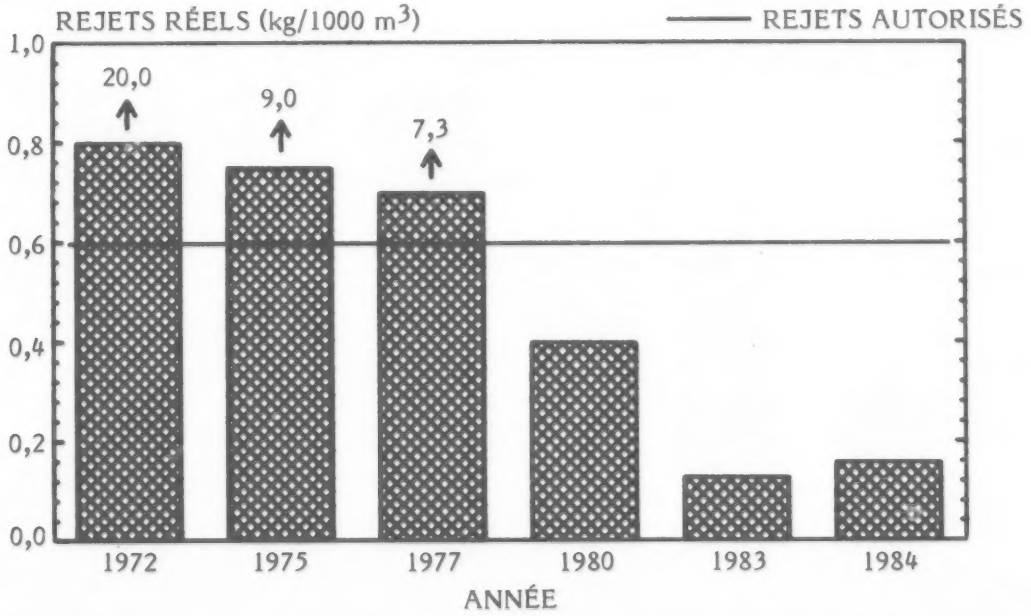


FIGURE 22 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région du Québec - 1972 à 1984)

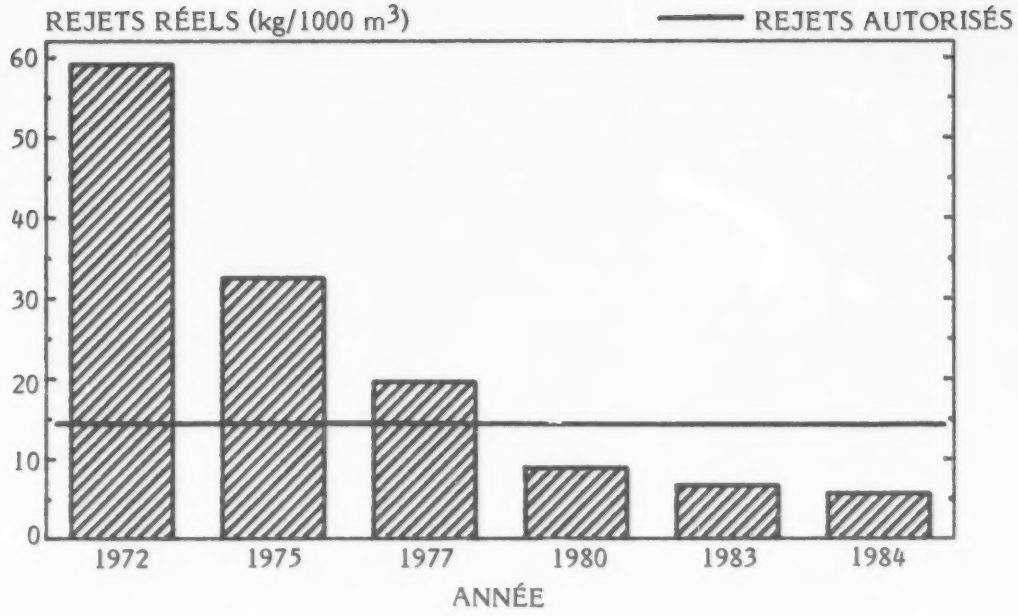


FIGURE 23 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région du Québec - 1972 à 1984)

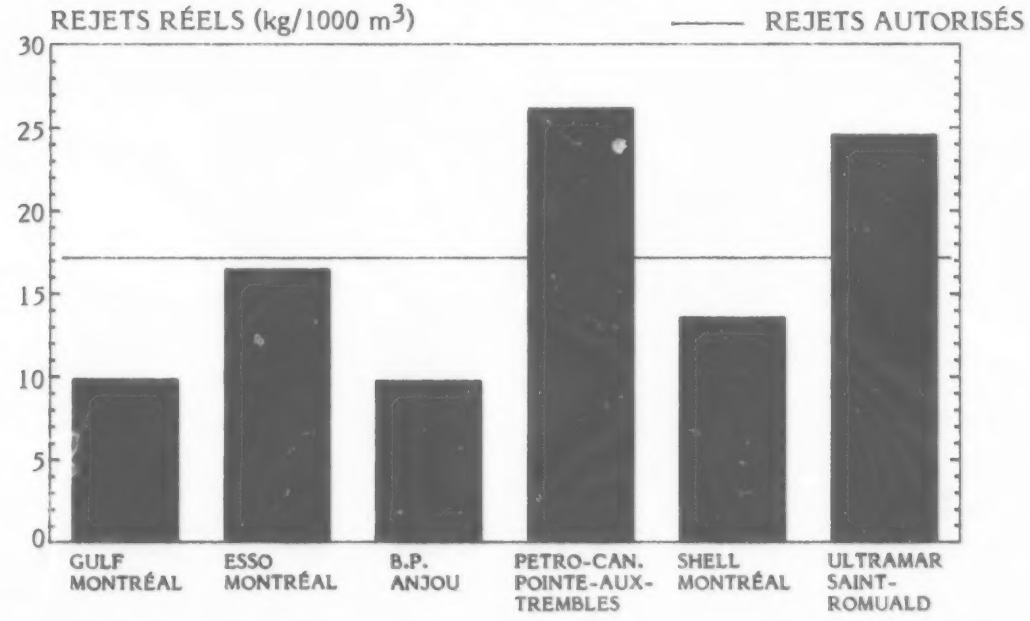


FIGURE 24 QUANTITÉS D'HUILES ET GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1983)

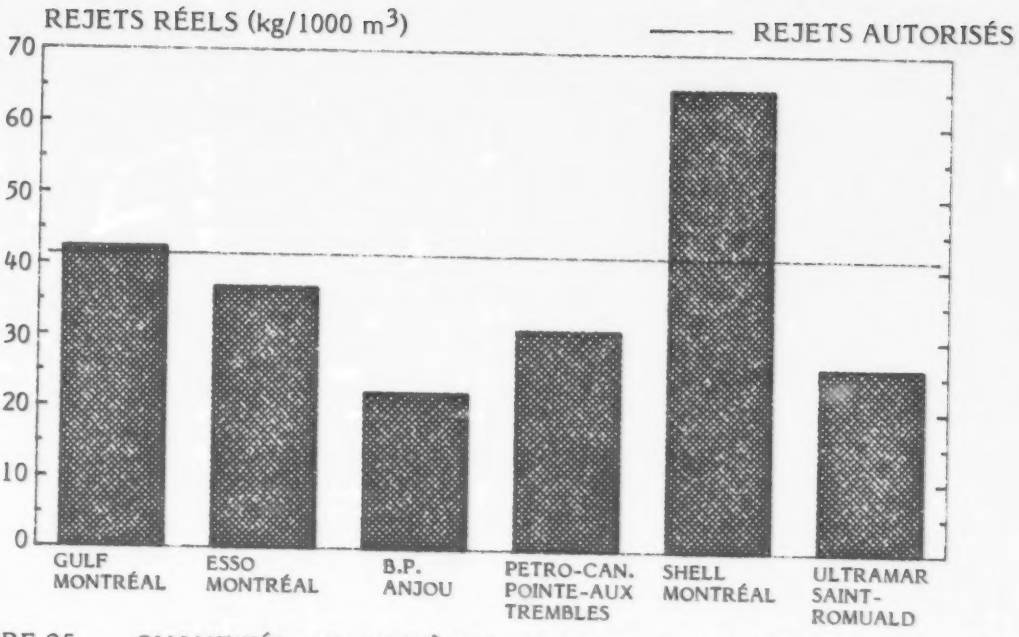


FIGURE 25 QUANTITÉS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1983)

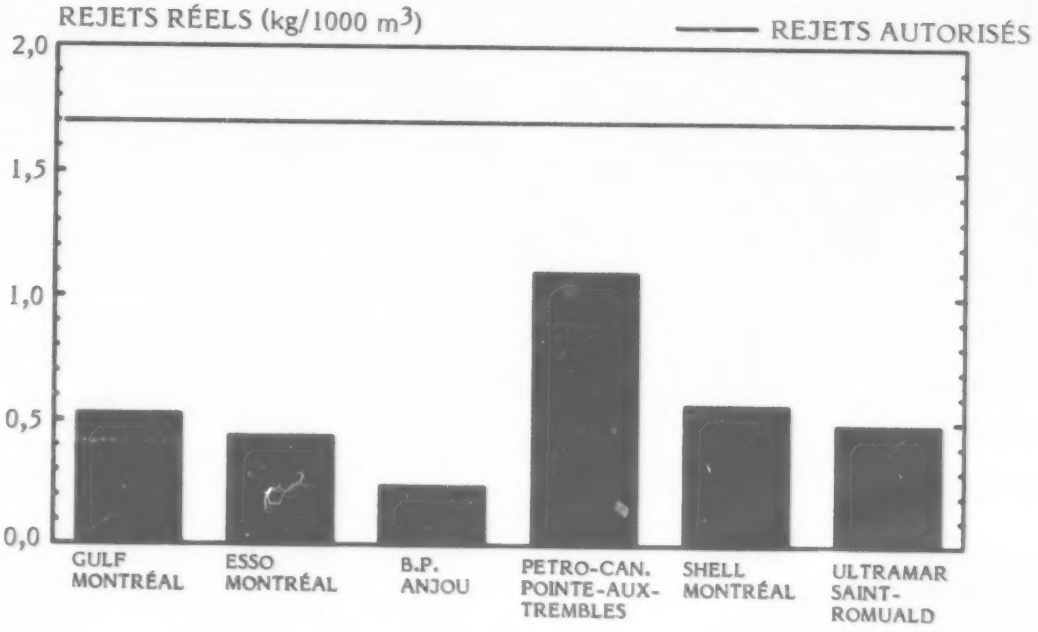


FIGURE 26 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1983)

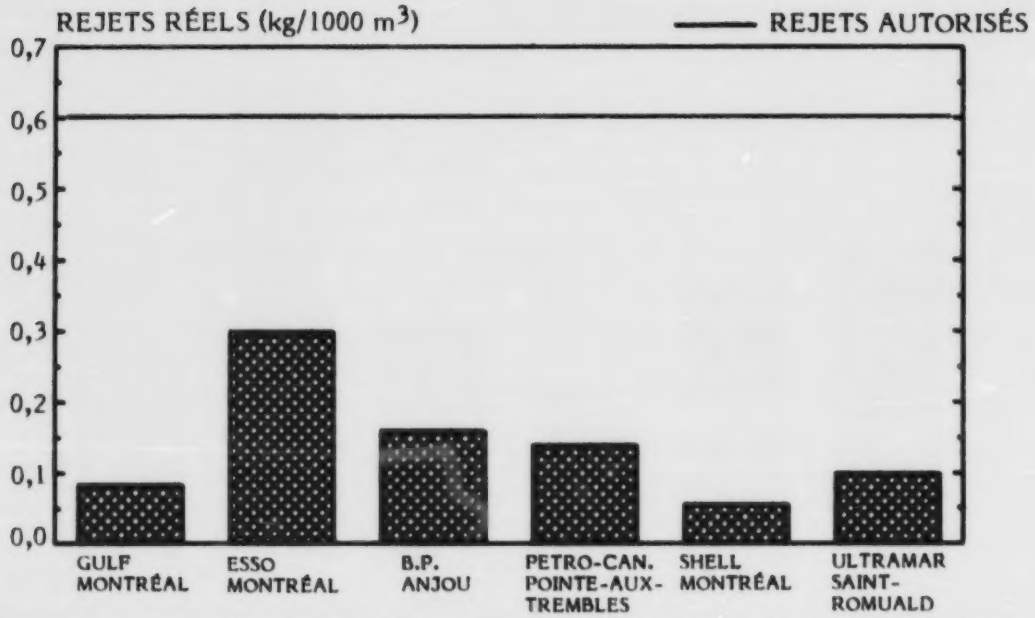


FIGURE 27 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1983)

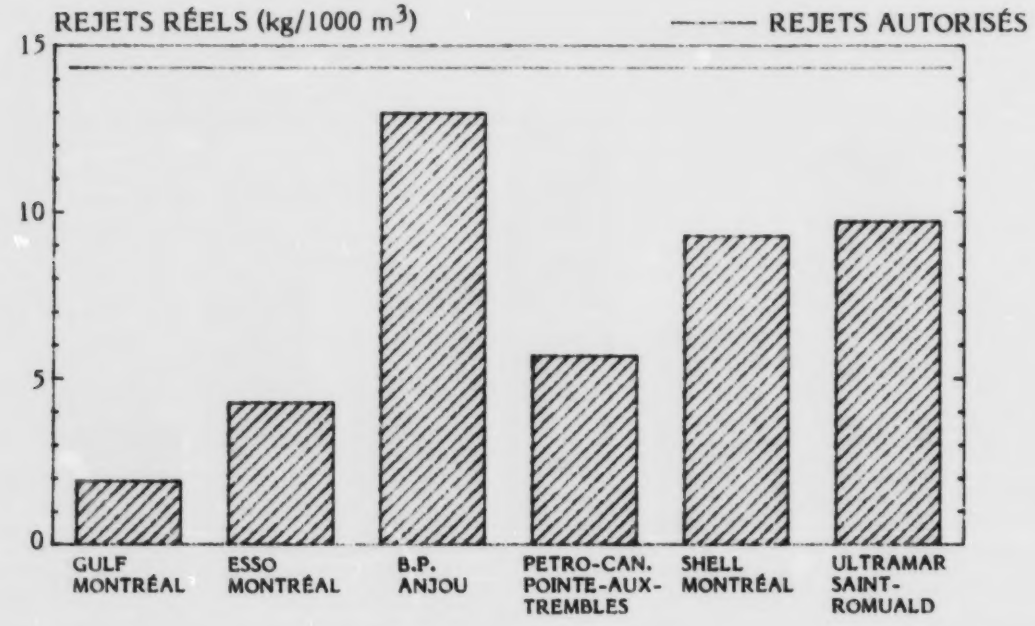


FIGURE 28 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région du Québec - 1983)

TABLEAU 27 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région du Québec - 1983, 1984)

		Pourcentage du temps en non conformité																	
		Huiles et graisses			Matières totales en suspension			Phénols			Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie		M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	N	N
Gulf (Montréal)	1983	17	3	2	42	11	12	0	2	3	0	0	0	0	0	0	0,6	0
	1984	8	2	1	33	11	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0,6	0	N.R.
Pétroles Esso (Montréal)	1983	56	3	3	44	3	2	11	0,8	0,8	11	0	0,8	0	0,8	0	0	14
B.P. (Anjou)	1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	4	1	0	0
Petro-Canada	1983	92	14	8	17	0	0	25	5	0,7	0	0	0	0	0,7	1	0	8
(Pointe-aux-Trembles)	1984	100	24	3	27	0,7	0	0	0	0	27	4	2	18	7	2	5	N.R.
Shell (Montréal)	1983	27	3	4	91	21	20	18	4	6	0	0	0	18	4	6	1	0
	1984	8	2	3	33	9	9	17	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0
Ultramar	1983	67	21	13	8	3	3	0	0,7	0,7	0	0	0	33	11	6	11	83
(Saint-Romuald)	1984	0	0	0	0	3	0,6	0	0	1	0	0	0	25	4	0	0	100

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne.
N.R. - Non rapportée.

19 p. 100 du nombre total de tests demandés. Il s'agissait surtout du pH où 57 p. 100 des dosages demandés n'ont pas été rapportés.

La raffinerie Gulf a légèrement amélioré sa performance en 1984. Elle a observé les quantités mensuelles 92 p. 100 du temps comparativement à 88 p. 100 en 1983. Le nombre de rejets dépassant les limites était toutefois encore élevé pour les matières totales en suspension et pour les huiles et graisses. Gulf a attribué ces rejets élevés de matières en suspension à des difficultés de fonctionnement au niveau du clarificateur secondaire et à une perte de boues activées flottantes. Les rejets annuels de 1984 ont diminué par rapport à ceux de 1983, sauf dans le cas des matières totales en suspension qui dépassaient encore les quantités autorisées.

Pétroles Esso (Montréal). - Esso utilisait un système de boues activées, et l'effluent traité était rejeté dans le fleuve Saint-Laurent. L'entreprise a été exploitée pendant 9 mois en 1983 puis a cessé toute activité et fermé temporairement ses portes.

Au cours de la période où elle a été exploitée en 1983, la raffinerie Esso ne se conformait pas aux directives pour tous les paramètres sauf le pH. L'entreprise a effectué de nombreux rejets dépassant les quantités mensuelles, surtout en ce qui a trait aux huiles et graisses (écarts 56 p. 100 du temps) et les matières totales en suspension (écarts 33 p. 100 du temps). Il faut toutefois noter que 70 p. 100 des rejets dépassant les quantités mensuelles ne les dépassaient que de 24 p. 100.

En général, la raffinerie a observé les quantités mensuelles 78 p. 100 du temps, les quantités quotidiennes 99 p. 100 du temps et les quantités maximales quotidiennes 97 p. 100 du temps. Les rejets annuels étaient tous inférieurs aux limites autorisées; les rejets d'huiles et graisses étaient ceux qui se rapprochaient le plus des limites. Au cours de la période où elle a été exploitée, la raffinerie n'a pas rapporté 13 p. 100 des tests demandés.

B.P. (Anjou). - B.P. utilisait un système de traitement secondaire (lit bactérien) et rejetait l'effluent dans le fleuve Saint-Laurent. La raffinerie a rejeté son effluent pendant 5 mois en 1983 puis a fermé définitivement ses portes en avril 1983. On procède actuellement à sa désaffectation.

B.P. a observé les directives pour tous les paramètres sauf pour l'azote ammoniacal où elle avait dépassé les quantités mensuelles 40 p. 100 du temps.

Les rejets annuels ont tous été inférieurs aux limites autorisées. La raffinerie a fourni le nombre demandé de tests sauf dans le cas du pH où seulement 42 p. 100 des tests demandés ont été fournis.

Petro-Canada (Pointe-aux-Trembles). - Cette raffinerie de Petro-Canada utilise un système de traitement secondaire, constitué de lits bactériens et d'un étang de finition (polissage). L'effluent combiné traité (provenant de la raffinerie et d'une usine pétrochimique adjacente) est rejeté dans le fleuve Saint-Laurent.

Cette raffinerie de Petro-Canada est soumise aux directives. En 1983, la raffinerie a connu des difficultés, surtout en ce qui concerne les huiles et graisses, mais des rejets dépassant les limites ont également été signalés pour les phénols, les matières totales en suspension, la toxicité et l'azote ammoniacal. Au cours de ses douze mois d'exploitation, la raffinerie a dépassé les limites onze fois en ce qui a trait à la quantité mensuelle d'huiles et graisses. Les limites quotidiennes d'huiles et graisses ont également été dépassées. Les rejets importants d'huiles et graisses ont été attribués à des problèmes de filtration et de décantation qui ont également nui à l'élimination d'autres polluants. Pour remédier à ces problèmes, on a ajouté de nouveaux écrémeurs aux séparateurs API, on a installé un quatrième séparateur d'huile et un cinquième filtre à sable, et on a construit un bassin de décantation pour recueillir l'eau de vidange des filtres à sable. Le seul échec au test de toxicité a été causé par un déversement de phénols et de soude caustique dans les eaux résiduaires de l'usine pétrochimique.

La raffinerie de Petro-Canada a observé dans l'ensemble les quantités mensuelles 73 p. 100 du temps en 1983 et les limites quotidiennes plus de 96 p. 100 du temps. La moitié des quantités mensuelles dépassaient les limites de moins de 50 p. 100, et la plupart des autres quantités mensuelles ne dépassaient les limites que de 50 à 100 p. 100. Les rejets annuels d'huiles et graisses ont dépassé les limites autorisées de plus de 50 p. 100. Les rejets concernant les autres paramètres ont tous été inférieurs aux limites. Petro-Canada a rapporté 96 p. 100 des tests demandés.

En 1984, Petro-Canada a continué de dépasser la quantité mensuelle autorisée pour les huiles et graisses, soit 100 p. 100 du temps. La raffinerie a également dépassé, à un degré moindre, les limites concernant les sulfures et les matières totales en suspension, l'azote ammoniacal et le pH. Des problèmes de fonctionnement et d'entretien du laveur de gaz acide ont été responsables des rejets élevés de sulfures et d'azote ammoniacal.

En 1984, la raffinerie a observé les quantités mensuelles 65 p. 100 du temps, les quantités quotidiennes 93 p. 100 du temps et les quantités maximales quotidiennes 97 p. 100 du temps. Les rejets annuels ont augmenté depuis 1983, mais ils étaient toujours inférieurs aux limites autorisées sauf dans le cas des huiles et graisses. La raffinerie a récemment amélioré sa performance à la demande de la Province et d'Environnement Canada.

Shell (Montréal). - La raffinerie Shell a également des installations pétrochimiques. L'effluent combiné (celui de la raffinerie et celui de l'usine chimique) est traité par un procédé biologique (boues activées) et est rejeté dans le fleuve Saint-Laurent.

Shell est soumise aux directives et n'a observé que celles concernant les sulfures et la toxicité (1983). Les limites quant au pH ont été dépassées très peu souvent, mais les limites de tous les autres paramètres ont été dépassées de façon significative, surtout les matières totales en suspension. Les rejets d'huiles et graisses ont été causés par une défectuosité du séparateur d'huile et par la présence d'émulsions d'huiles dans l'unité de dessalage. Shell songe à introduire un polyélectrolyte dans l'unité de flottation à l'air dissous pour favoriser la séparation des émulsions. Les rejets de matières totales en suspension ont été la préoccupation principale de la raffinerie, étant donné que les quantités mensuelles ont été dépassées 91 p. 100 du temps. Le problème provenait d'une teneur élevée en huiles et graisses nuisant au système de traitement biologique à cause du surdimensionnement du bassin de stabilisation aérobie. La présence d'huile dans l'effluent empêchait les boues activées de former des flocs suffisamment importants qui auraient permis aux boues de se décanter et d'être recyclées. Les boues étaient plutôt rejetées du système, créant ainsi de grandes quantités de matières en suspension. La raffinerie a également dépassé les quantités mensuelles pour les rejets d'azote ammoniacal et de phénols. Une défectuosité dans le fonctionnement de l'épuiseur d'eau acide a provoqué le rejet de grandes quantités d'ammoniac. Les rejets excessifs de phénols et le pH élevé étaient principalement dus à des problèmes à l'usine pétrochimique.

L'évaluation de Shell pour 1983 était la suivante: observation des quantités mensuelles 69 p. 100 du temps, observation des quantités quotidiennes 93 p. 100 du temps et observation des quantités maximales quotidiennes 94 p. 100 du temps. Soixante pour cent des rejets dépassant les quantités mensuelles les dépassaient de moins de 50 p. 100, et 35 p. 100 les dépassaient de 50 à 200 p. 100. La moyenne annuelle des rejets de matières totales en suspension dépassait significativement les limites autorisées, et les rejets dans le cas des autres paramètres ne dépassaient pas les limites. Shell a fourni tous les tests demandés.

En 1984, Shell était considérée comme une raffinerie "améliorée" et devait se conformer ainsi à des limites équivalentes aux limites plus sévères prévues dans le règlement pour la partie du TRB ayant fait l'objet de l'amélioration. Néanmoins, la raffinerie a connu une meilleure performance en 1984 qu'en 1983. Les limites ont encore été dépassées en ce qui a trait aux quantités mensuelles d'huiles et graisses, de matières totales en suspension et de phénols, mais elles n'ont pas été dépassées dans le cas des

autres paramètres. Le nombre de fois que les limites ont été dépassées était encore élevé, mais il y a eu une amélioration significative par rapport à l'année précédente. En effet, la plus grande partie des rejets annuels ont été plus faibles en 1984 qu'en 1983. Cette fois-ci, les rejets de matières totales en suspension ont dépassé légèrement les quantités autorisées, mais dans le cas des autres paramètres, les rejets étaient inférieurs aux limites.

Ultramar (Saint-Romuald). - Ultramar est soumise aux directives. Après l'installation d'une unité de craquage catalytique, la raffinerie a modernisé son système de traitement des eaux résiduaires en installant un étang aéré. Le système a été mis en service à la fin de 1982. Au cours de la période de mise en service, on a identifié certains problèmes et on a modifié le système pour les éliminer. L'effluent traité est rejeté dans le fleuve Saint-Laurent.

La raffinerie Ultramar n'a respecté les directives que dans le cas des sulfures. La majorité des problèmes de la raffinerie est associée au traitement des huiles et graisses (les quantités mensuelles ont été dépassées 67 p. 100 du temps). Les quantités élevées d'huiles et graisses ont diminué le rendement de l'unité de biotraitement. L'installation d'une autre unité de flottation à l'air pour réduire au minimum les charges d'huiles a été prévue pour 1985. La teneur en azote ammoniacal dépassait également les limites et a été attribuée à l'épuiseur d'eau acide. Des mesures ont été prises pour rectifier la situation et le procédé a été modifié pour renvoyer le gaz à l'incinérateur. L'effluent dépassait également les limites dans le cas des matières totales en suspension et du pH et s'est révélé toxique dans cinq tests sur six. Il faut attribuer ces rejets élevés aux difficultés éprouvées avec l'épuiseur.

En 1983, la raffinerie Ultramar a observé les quantités mensuelles 78 p. 100 du temps, les quantités quotidiennes 93 p. 100 du temps et les quantités maximales quotidiennes 89 p. 100 du temps. La plus grande partie de ces rejets mensuels dépassaient la limite de 50 à 100 p. 100. La moyenne annuelle n'a dépassé la limite du rejet autorisé que pour les huiles et graisses (limite dépassée de 44 p. 100). L'entreprise a rapporté 95 p. 100 des tests demandés.

En 1984, la performance s'est améliorée, et seuls l'azote ammoniacal et la toxicité présentaient encore des problèmes. La quantité mensuelle d'azote ammoniacal dépassait les limites, et l'effluent s'est révélé toxique pour les poissons chaque fois qu'un test a été effectué (6 fois). La quantité élevée d'azote ammoniacal était due à des

problèmes de fonctionnement et d'entretien du laveur de gaz acide. La plupart des rejets annuels ont diminué en 1984 par rapport à 1983, et ils ont tous été inférieurs aux rejets autorisés.

4.4.4 Évaluation de la région de l'Ontario. - En 1983, huit raffineries étaient exploitées en Ontario. L'une d'elles (Shell, Oakville) a fermé ses portes en juillet 1983. Six raffineries étaient soumises aux directives, et trois d'entre elles avaient un statut de raffinerie existante, et les trois autres avaient un statut de raffinerie améliorée. Les deux autres sont de nouvelles raffineries et étaient soumises au règlement. Esso, à Sarnia, et Shell de même que Petrosar, à Corunna, exploitent également une usine pétrochimique et traitent leur effluent combiné (celui de la raffinerie et celui de l'usine pétrochimique) à la raffinerie même. L'usine pétrochimique d'Esso possède son propre système de traitement des eaux résiduaires; toutefois une partie de ses effluents sont traités dans le système de la raffinerie. Toutes les raffineries de la région rejettent leur effluent traité dans une partie des Grands Lacs qui comprend la rivière Ste-Claire, le lac Ontario et le lac Érié. L'annexe B présente la performance de chaque raffinerie en 1983.

En 1983, la région observait les quantités mensuelles 99 p. 100 du temps. Six raffineries, y compris les deux nouvelles, ont observé les quantités mensuelles 100 p. 100 du temps. Les deux autres raffineries, Gulf (Mississauga) et Shell (Corunna) ont observé les quantités mensuelles 98 p. 100 et 95 p. 100 du temps, respectivement. D'après la figure 2, 57 p. 100 des rejets dépassant les quantités mensuelles les dépassaient de moins de 25 p. 100, et 86 p. 100 les dépassaient de moins de 99 p. 100. La région a également observé les limites quotidiennes plus de 99 p. 100 du temps. Aucune raffinerie n'a dépassé les limites en ce qui a trait aux phénols et aux sulfures. Les deux paramètres dont les limites ont été dépassées le plus souvent étaient les matières totales en suspension et les huiles et graisses, mais la performance était quand même très bonne, car les quantités mensuelles ont été observées 96 p. 100 du temps pour les matières totales en suspension et 98 p. 100 du temps pour les huiles et graisses; par ailleurs, la performance dépassait 98 p. 100 pour les limites quotidiennes.

La performance régionale s'est beaucoup améliorée entre 1980 et 1983. La région a observé les quantités mensuelles plus de 99 p. 100 du temps en 1983 comparativement à 96 p. 100 en 1980. Le nombre de rejets dépassant les limites quotidiennes autorisées a également été réduit en 1983. La performance a toutefois diminué en 1984, alors que les quantités mensuelles n'ont été respectées que 94 p. 100 du temps. Gulf, Suncor et Shell ont été les raffineries qui ont le plus contribué à abaisser la performance.

Les figures 29 à 33 présentent la moyenne annuelle des rejets dans la région entre 1972 et 1984. Les rejets réels ont diminué entre 1980 et 1983 dans le cas de tous les paramètres. En général, les rejets ont également diminué en 1984 par rapport à 1983, sauf dans le cas des huiles et graisses, dont les rejets étaient encore inférieurs aux limites. Tous les rejets annuels depuis 1980 sont inférieurs aux limites.

Comme on peut le voir dans les figures 34 à 38, tous les rejets annuels des raffineries pour 1983 ont été inférieurs aux limites pour chaque paramètre. En comparant la performance de chaque raffinerie, on s'aperçoit que Texaco et Petro-Canada ont rejeté le moins d'huiles et graisses et que Gulf en a rejeté le plus, que Texaco a rejeté le moins de matières totales en suspension et qu'Esso en a rejeté le plus et que toutes les raffineries ont rejeté des quantités très faibles de phénols et d'azote ammoniacal, qu'incidemment, Texaco a connu la meilleure performance en ce qui a trait aux phénols, et Shell (Corunna), en ce qui a trait à l'ammoniac, que toutes les raffineries ont rejeté de très faibles quantités de sulfures, sauf Petro-Canada qui en a rejeté le plus.

Les deux raffineries qui sont soumises au règlement ont connu une bonne performance en 1983, avec seulement trois infractions concernant la quantité maximale quotidienne dans le cas de Petrosar et deux infractions également dans le cas de Texaco. Ces raffineries n'ont dépassé ces limites que 0,1 p. 100 du temps. La performance en 1984 a même été meilleure dans le cas de Petrosar qui a observé le règlement 100 p. 100 du temps et pour Texaco qui n'a enregistré qu'une seule infraction concernant le pH. À noter toutefois que Petrosar a enfreint le règlement concernant la surveillance, étant donné que les quantités de sulfures n'ont pas été rapportées en 1983 et en 1984 à la suite d'une entente avec le ministère ontarien de l'Environnement. Cependant, en 1985, Petrosar a recommencé à effectuer des analyses pour les sulfures. Les rejets annuels de ces raffineries ont tous été très faibles en 1983 et en 1984 comparativement aux quantités autorisées.

Dans la région de Sarnia, les matières totales en suspension sont très variables dans l'eau d'approvisionnement de la raffinerie. Les matières solides semblent être emprisonnées dans le système de l'eau de refroidissement et sont ensuite libérées plusieurs jours plus tard, ce qui donne lieu à de nombreux rejets dépassant les limites quotidiennes quant aux matières en suspension. On a discuté de cette situation en 1983, et on a décidé que les raffineries dans cette région (Esso Petroleum, Petrosar, Shell et Suncor) pourraient avoir le choix de mesurer les matières totales en suspension dans l'eau de traitement et dans les eaux pluviales uniquement pour déterminer si le règlement et les directives sont observés, tout en faisant abstraction de l'eau de refroidissement. On a

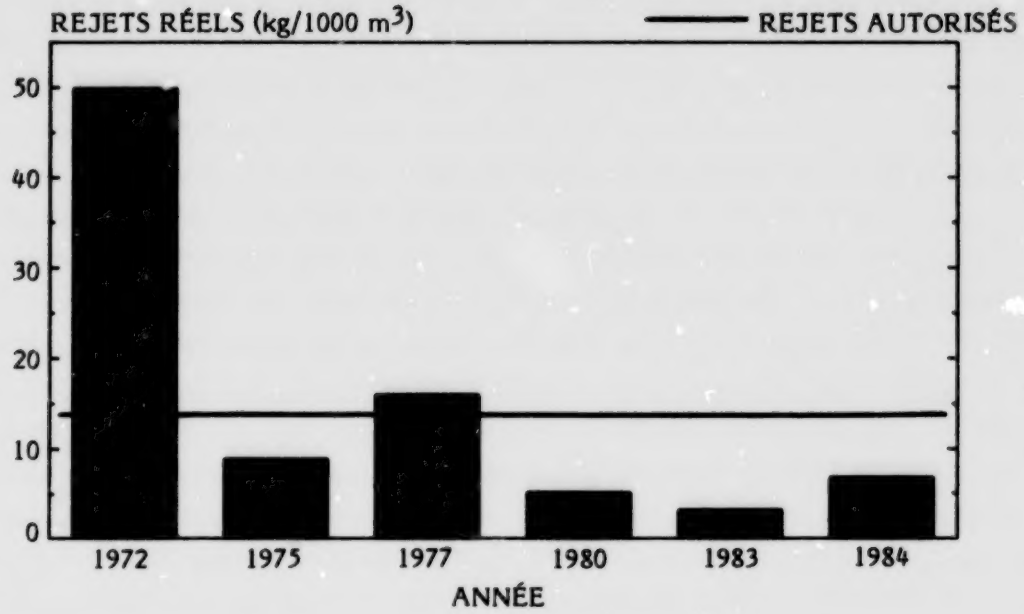


FIGURE 29 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET GRAISSES (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)

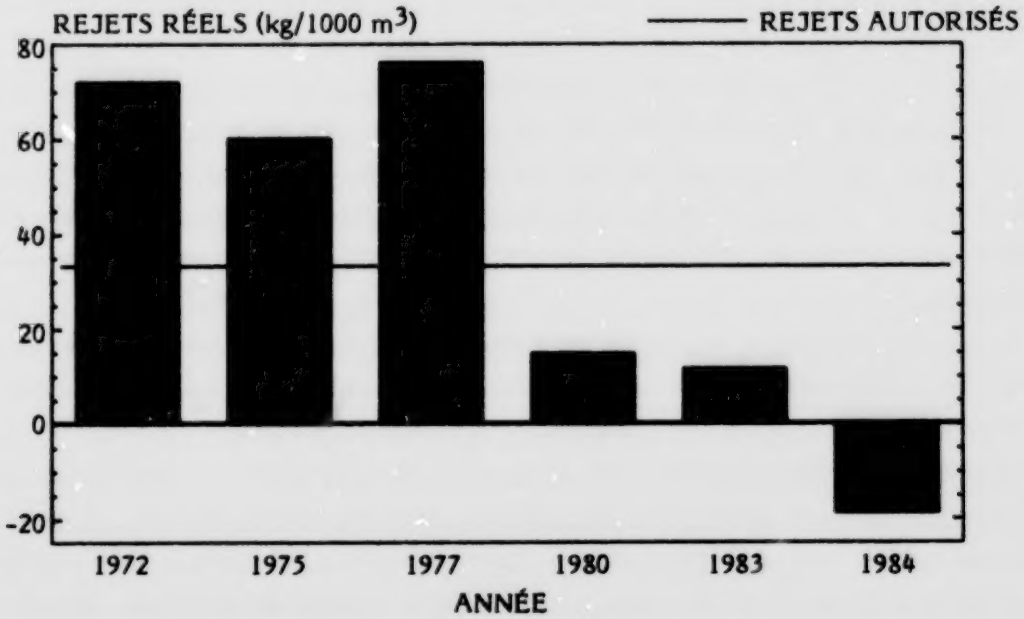


FIGURE 30 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)

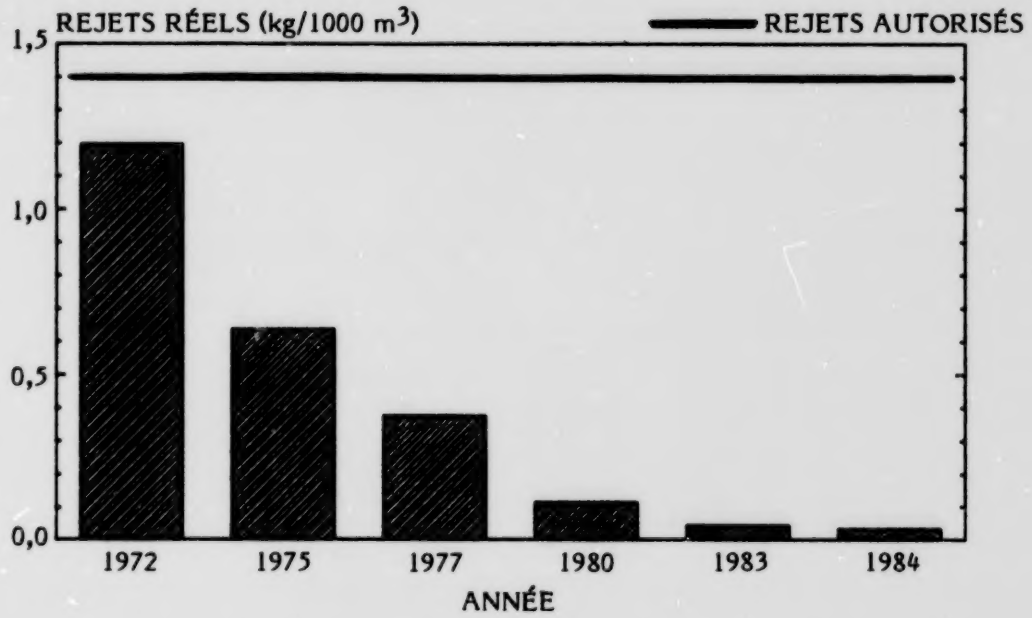


FIGURE 31 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)

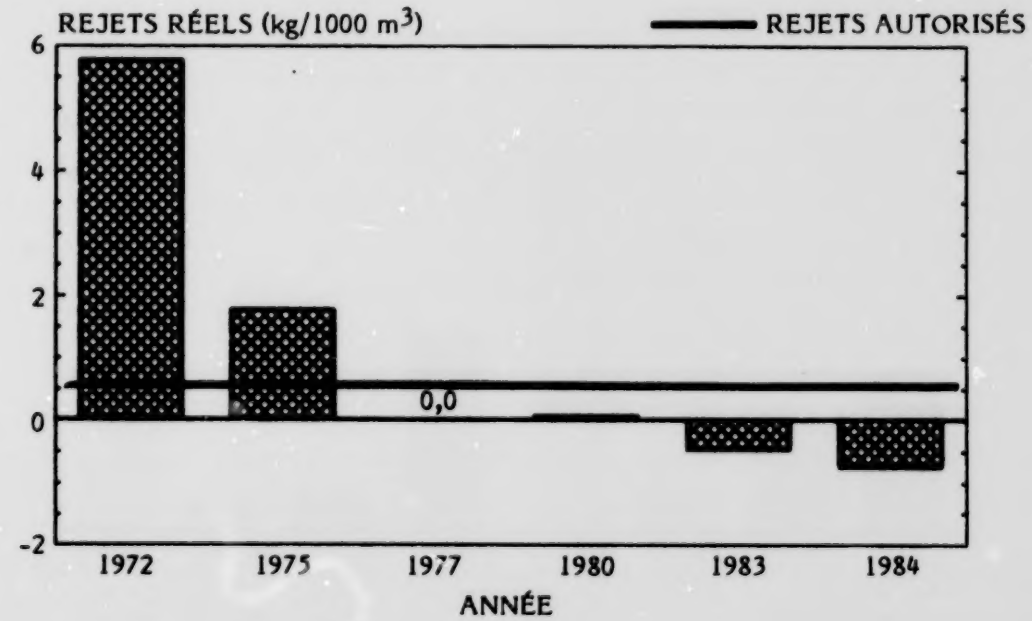


FIGURE 32 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)

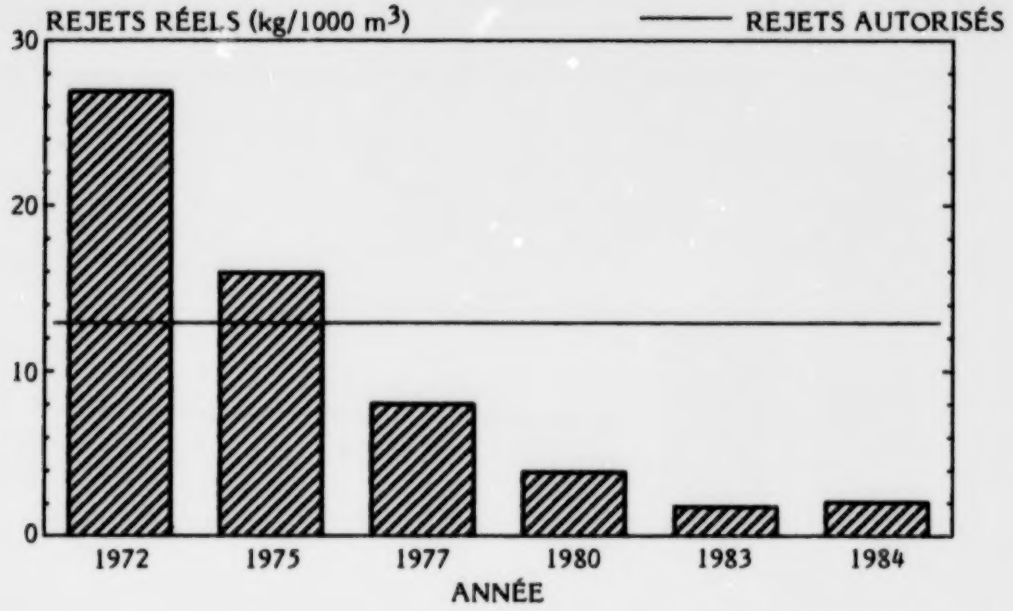


FIGURE 33 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région de l'Ontario - 1972 à 1984)

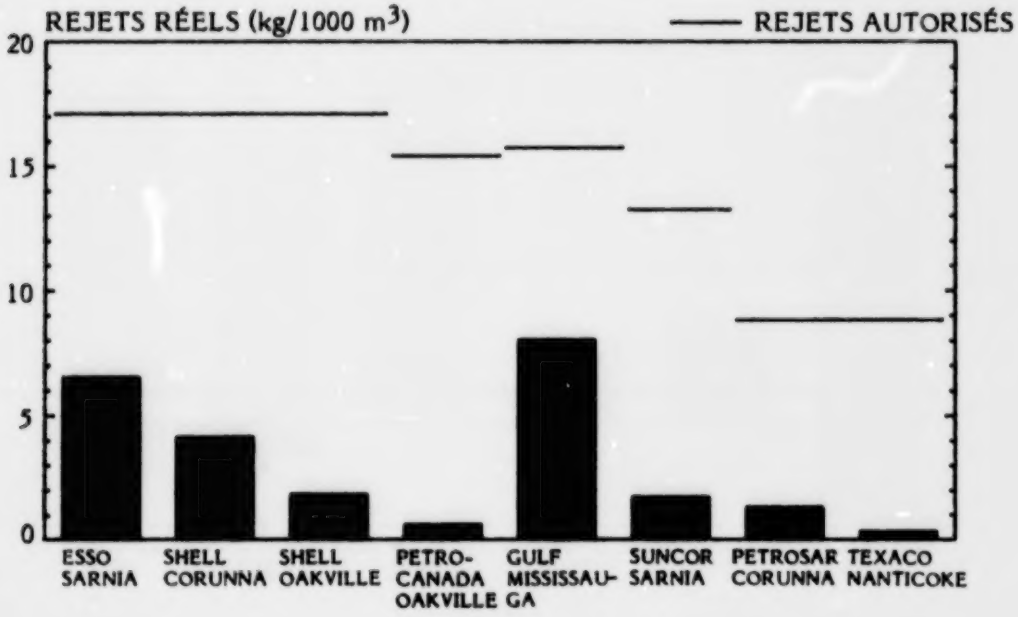


FIGURE 34 QUANTITÉS D'HUILES ET GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1983)

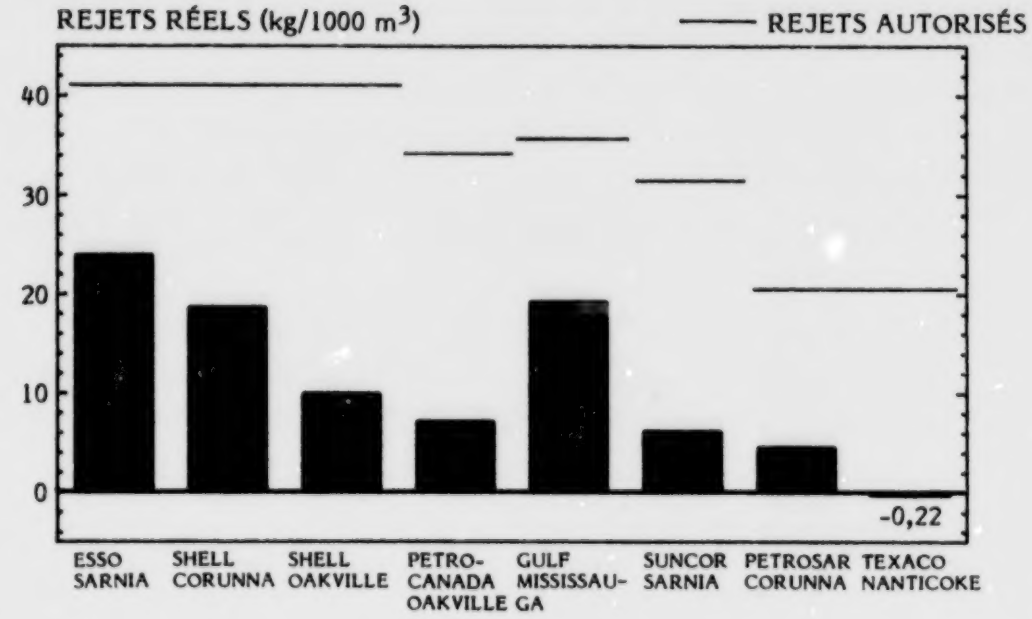


FIGURE 35 QUANTITÉS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1983)

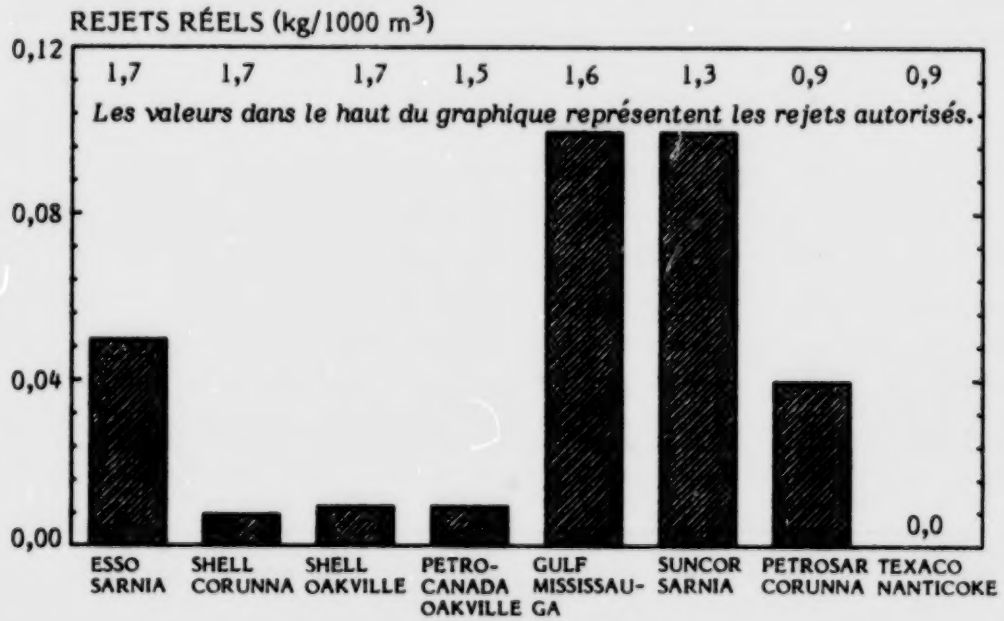


FIGURE 36 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1983)

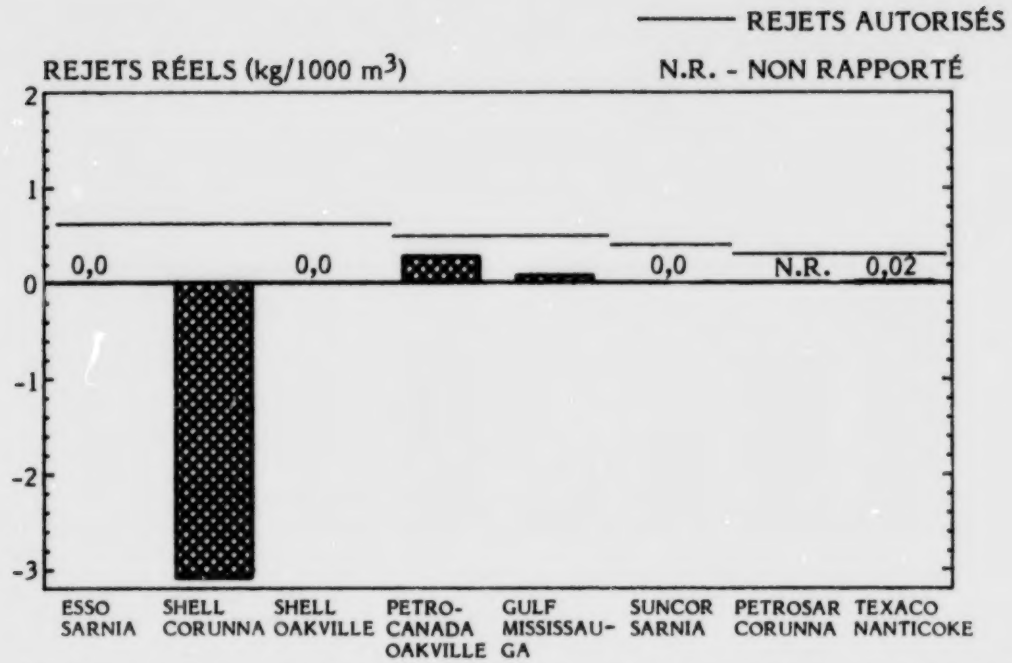


FIGURE 37 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1983)

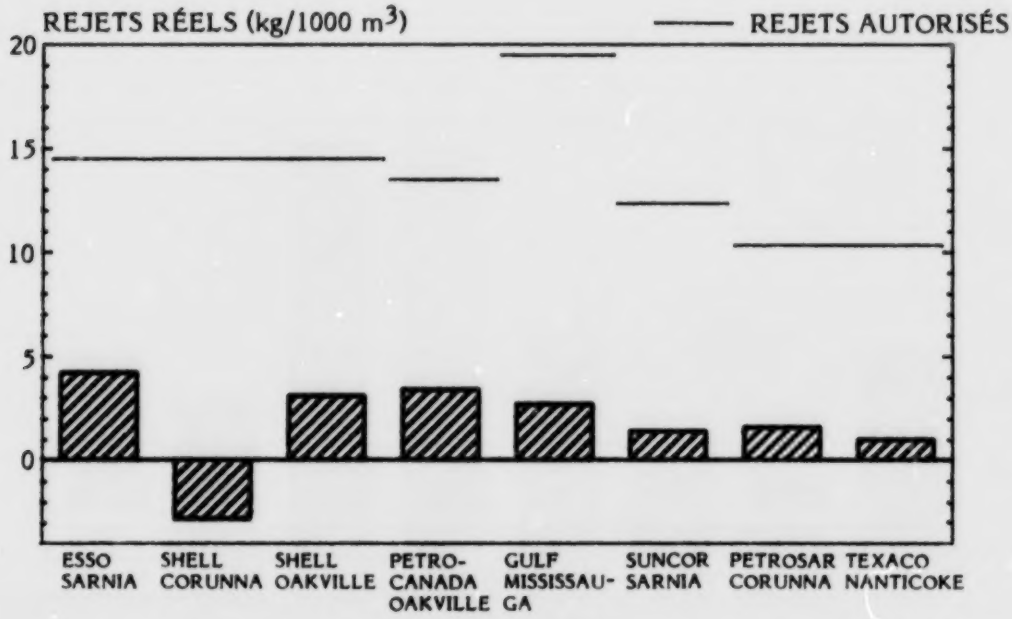


FIGURE 38 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région de l'Ontario - 1983)

choisi cette option pour évaluer Esso, Shell (Corunna) et Suncor. Petrosar utilise des tours de refroidissement et ne rejette pas d'eau de refroidissement non recyclée.

Onze pour cent des tests requis n'ont pas été rapportés en 1983, et 12 p. 100 en 1984, la plupart pour les sulfures. La production régionale de pétrole brut a diminué de 19 p. 100 en 1983 par rapport à 1980. La production a diminué d'un autre 3 p. 100 en 1984. Cette diminution a été causée par la fermeture de la raffinerie Shell (Oakville). Le tableau 28 présente la performance de chaque raffinerie pour chaque paramètre dans cette région en 1983 et en 1984.

Esso Petroleum (Sarnia). - La raffinerie Esso est étroitement affiliée à une usine chimique, Esso Chemical Canada. Bien que chaque installation possède son propre système de traitement des eaux résiduaires, une partie de l'effluent de l'usine chimique est traitée par le système de la raffinerie. De plus, l'usine chimique fabrique du benzène, du toluène et du xylène à partir de pétrole brut et, comme ces produits sont considérés comme des produits de "raffinerie", l'effluent produit est traité dans le système de l'usine chimique. Comme dans le passé, seul l'effluent ayant été traité à la raffinerie a été considéré dans l'évaluation de la conformité en 1983. La raffinerie utilise un système de traitement biologique (procédé de boues activées) et rejette son effluent dans la rivière Ste-Claire.

Esso est soumise aux directives et les a observées pour la plupart des paramètres en 1983. Les rejets d'azote ammoniacal et d'huiles et graisses n'ont dépassé les limites quotidiennes que très peu souvent. Tous les rejets annuels étaient nettement sous les limites. Esso a rapporté presque la totalité des tests demandés.

En 1984, la raffinerie a eu certains problèmes avec les huiles et graisses et avec les matières totales en suspension. Une huile plus lourde que l'eau a pénétré dans le réseau d'égouts et n'a pu être éliminée par le séparateur API. Ce problème a été responsable des deux rejets ayant dépassé les quantités mensuelles d'huiles et graisses. La quantité mensuelle prescrite pour les matières en suspension a également été dépassée une fois et cela a été attribué à la faible quantité de milieux poreux dans les filtres bicouches. Des mesures ont été prises depuis lors pour résoudre ces problèmes. Les rejets annuels pour tous les paramètres étaient encore inférieurs aux limites en 1984.

Shell (Corunna). - Cette raffinerie utilise une unité d'oxydation biologique (boues activées) pour traiter son effluent ainsi que l'effluent de l'usine chimique qui lui est associée. L'effluent traité est alors rejeté dans le ruisseau Talfourd (qui se jette dans la rivière Ste-Claire).

TABLEAU 28 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région de l'Ontario - 1983, 1984)

		Pourcentage du temps en non conformité																			
		Huiles et graisses				Matières totales en suspension				Phénols				Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie		M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	M	O	N	N	N
Esso (Sarnia)	1983	0	0	0,3	0	0	0	0			0	0		0	0	0	0	0,6	2	0	0
	1984	17	6	8	8	0	2	0			0	0		0	0	0	0	0	0,6	0	0
Shell (Corunna)	1983	8	0,4	0,4	17	0	10	0			0	0		0	0	0	0	0	0	0,3	0
	1984	8	3	4	42	11	23	0			0	0		0	0	0	0	0	0	0	0
Shell (Oakville)	1983	0	0	0	0	0	0	0			0	0		0	0	0	0	0	0	0	0
Petro-Canada (Oakville)	1983	0	0	0	0	0	0	0			0	0		0	0	0	0	0	0	0	8
	1984	0	0	0	0	0	0	0			0	0		0	0	0	0	0	0	0	0
Gulf (Mississauga)	1983	0	1,7	3	25	8	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,8	0
	1984	58	42	33	25	17	23	20	0	0	0	0,6	0	0	0	0,6	8	12	8	0	8
Suncor (Sarnia)	1983	0	0	0,4	0	3	3	0			0	0		0	0	0	0		0	0	0
	1984	8	0,7	1	42	20	15	0			0	0		17	0	0,6	0	0	0	0	0
Petrosar (Corunna)	1983	0	0	0,3	0	0	0,3	0			0	0		N.M.	N.M.	N.M.	0	0	0	0,3	0
	1984	0	0	0	0	0	0	0			0	0		N.M.	N.M.	N.M.	0	0	0	0	0
Texaco (Nanticoke)	1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,6	0
	1984	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; S : limites concernant les eaux pluviales.
N.M. - Non mesurés.

En 1983, Shell a dépassé les quantités mensuelles prescrites dans les directives à deux reprises dans le cas des matières totales en suspension et une fois dans le cas des huiles et graisses. Les rejets de matières en suspension ont été attribués à la charge accrue provenant du clarificateur ouest en réparation. Les cinq rejets ayant dépassé les quantités maximales fixées pour les matières en suspension étaient souvent causés par le ruissellement occasionné par de fortes pluies. Dans le cas des huiles et graisses, le problème a été de courte durée, et on pense que des flacons d'échantillons contaminés ont pu en être la cause.

Dans l'ensemble, en 1983, la raffinerie Shell a observé les limites mensuelles 95 p. 100 du temps et les limites quotidiennes plus de 98 p. 100 du temps. L'une des trois quantités mensuelles qui dépassaient les limites les dépassait de plus de 400 p. 100, et les deux autres les dépassaient de moins de 50 p. 100. On a obtenu des valeurs négatives dans le calcul des rejets annuels moyens de sulfures et d'azote ammoniacal en 1983. Les moyennes négatives provenaient de l'extrême variabilité de l'eau d'appoint en amont dont la teneur en polluants était souvent plus élevée que celle de l'effluent. Les rejets annuels étaient inférieurs aux limites pour tous les paramètres. La raffinerie n'a rapporté que 71 p. 100 des tests demandés. Très peu de tests pour mesurer les matières totales en suspension, les sulfures, l'azote ammoniacal et la toxicité ont été rapportés (moins de 34 p. 100).

En 1984, la raffinerie a dépassé plus fréquemment les limites concernant les matières totales en suspension et les huiles et graisses. Les limites concernant tous les autres paramètres ont toujours été observées. Les quantités mensuelles ont été dépassées à cinq reprises dans le cas des matières en suspension et une fois dans le cas des huiles et graisses. En général, la raffinerie a observé les limites 90 p. 100 du temps dans le cas des quantités mensuelles, 97,5 p. 100 du temps dans le cas des quantités quotidiennes et 96,5 p. 100 dans le cas des quantités maximales quotidiennes. La performance globale n'était pas aussi bonne en 1984 qu'en 1983. Les rejets annuels d'huiles et graisses et de phénols ont augmenté en 1984 mais n'ont pas dépassé les limites autorisées. Pour ce qui est des autres paramètres, les rejets sont négatifs et inférieurs à ceux de 1983.

Shell (Oakville). - La raffinerie de Oakville n'a été exploitée que pendant six mois en 1983 et a fermé définitivement ses portes le 2 juillet 1983. La raffinerie utilisait un système de traitement biologique et rejetait son effluent dans le lac Ontario.

La raffinerie a toujours observé les directives pour tous les paramètres. Shell a rapporté tous les tests demandés, sauf dans le cas du pH où 57 p. 100 des dosages n'ont pas été rapportés.

Petro-Canada (Oakville). - Cette raffinerie utilise un procédé de boues activées et rejette l'effluent dans le lac Ontario. Petro-Canada a un statut de raffinerie améliorée et est soumise aux directives.

La raffinerie a observé toutes les limites en 1983, mais un test de toxicité a révélé une mortalité de 65 p. 100 chez les poissons. La toxicité de l'effluent était principalement due à une augmentation de la teneur en sulfures de l'eau de traitement dont la toxicité a diminué l'efficacité de l'oxydation biologique. Des mesures ont été prises pour améliorer le système de récupération des sulfures et la capacité aérobie de l'unité de traitement. Certains changements ont été apportés au système de traitement des eaux usées, dont le remplacement des unités de floculation et du clarificateur primaire et le remplacement des diffuseurs grossiers d'air dans les bassins d'aération actuels.

Les rejets annuels moyens étaient tous très faibles en 1983 par rapport aux quantités autorisées. La raffinerie a rapporté tous les tests demandés sauf ceux se rapportant au pH dont 27 p. 100 n'ont pas fait l'objet d'un rapport.

La performance a été excellente en 1984, et la raffinerie a toujours observé tous les paramètres. Les rejets annuels en 1984 étaient aussi faibles qu'en 1983.

Gulf (Mississauga). - La raffinerie Gulf traite son eau de traitement et son eau de ballast au moyen d'un système de boues activées. L'effluent traité est alors rejeté dans le lac Ontario. Après un traitement primaire, l'eau renfermant une forte concentration de phénols est envoyée à la station de traitement des eaux résiduaires urbaines de Mississauga.

En 1983, la raffinerie a été considérée comme étant "améliorée" dans le cadre des directives et a observé toutes les limites concernant les phénols, les sulfures, l'azote ammoniacal et la toxicité. Toutefois, il y a eu des rejets considérables de matières totales en suspension, d'huiles et graisses, et le pH a également dépassé les limites. Les grandes quantités de matières en suspension provenaient principalement de la présence d'une émulsion dans le déshuileur. Gulf a dépassé les limites concernant le pH moins de 1 p. 100 du temps, à cause d'une injection excessive d'acide phosphorique. Les limites mensuelles quant aux huiles et graisses dans les eaux pluviales ont été dépassées 25 p. 100 du temps. Le nouvel écrémeur flottant installé dans le bassin de rétention des eaux pluviales a amélioré la qualité des eaux pluviales par rapport aux années précédentes, mais d'autres modifications devront être apportées, ou les opérations devront être surveillées davantage pour empêcher l'apparition de problèmes à l'avenir.

En 1983, Gulf a observé les limites plus de 98 p. 100 du temps en ce qui concerne les quantités mensuelles, 99 p. 100 du temps en ce qui concerne les limites quotidiennes et 92 p. 100 du temps en ce qui concerne les quantités mensuelles d'eaux pluviales. Les trois-quarts des quantités mensuelles et les rejets d'eaux pluviales dépassant les limites les dépassaient de moins de 24 p. 100. Les 25 p. 100 restants dépassaient les limites de 50 à 100 p. 100. Les rejets annuels en 1983 étaient nettement inférieurs aux limites dans le cas de tous les paramètres. Gulf a présenté plus de rapports d'analyses que toute autre raffinerie dans la région, et 1,4 p. 100 seulement des dosages du pH n'ont pas fait l'objet de rapports.

En 1984, la raffinerie avait un statut de raffinerie existante et était donc soumise à des limites moins sévères qu'en 1983. La qualité de l'effluent en 1984 était toutefois nettement moins bonne qu'en 1983. Les quantités mensuelles autorisées ont été dépassées dans le cas des huiles et graisses (58 p. 100 du temps), des matières totales en suspension et de l'azote ammoniacal. De plus, de nombreux rejets dépassaient les limites quotidiennes dans le cas de ces trois paramètres. Toutefois, les rejets dépassant les limites quotidiennes étaient moins fréquents dans le cas des autres paramètres. Les rejets élevés d'huiles et graisses et de matières en suspension étaient dus, en partie, à l'arrêt de certains appareils à l'usine de traitement des eaux usées pour fin d'entretien: le compresseur de l'unité de filtration sur sable, le clarificateur de l'eau de lavage du filtre à sable, un filtre à sable et un serpentin à vapeur dans la citerne des huiles usées. L'autre raison était que la raffinerie éprouvait des difficultés dans le procédé de raffinage qui se répercutaient sur l'usine de traitement des eaux usées. Il y a eu fréquemment des conditions où l'unité de dessalage du pétrole brut a mal fonctionné et des problèmes dans la manipulation des huiles usées de l'usine. Lorsque l'usine d'alkylation à l'acide fluorhydrique a été fermée définitivement et que l'usine a été neutralisée avec de l'ammoniac, une partie de la solution s'est retrouvée dans l'effluent et a contribué aux rejets élevés d'ammoniac. Toutes ces difficultés se sont traduites par des rejets annuels élevés, particulièrement dans le cas des huiles et graisses où les rejets de 1984 dépassaient les limites de plus de 40 p. 100. Les rejets quant aux autres paramètres étaient tous inférieurs aux limites, mais ils étaient quand même plus élevés qu'en 1983.

Suncor (Sarnia). - Cette raffinerie Suncor traite ses eaux résiduaires à l'aide d'un système de traitement secondaire et rejette l'effluent dans la rivière Ste-Claire. Suncor est soumise aux directives et avait un statut de raffinerie améliorée (en 1983 et 1984).

En 1983, la raffinerie a observé les limites concernant les phénols, les sulfures, l'azote ammoniacal, le pH et la toxicité. Il y a eu très peu de rejets quotidiens élevés d'huiles et graisses et certains rejets de matières en suspension ont dépassé les limites quotidiennes.

La performance globale de Suncor a été très bonne en 1983. La raffinerie a toujours observé les limites concernant les quantités mensuelles et a observé les autres limites quotidiennes plus de 99 p. 100 du temps. Les rejets annuels étaient tous très faibles comparés aux rejets autorisés. La raffinerie n'a pas fourni suffisamment de tests pour les sulfures (74 p. 100 des rapports n'ont pas été fournis) et pour le pH (28 p. 100 des dosages n'ont pas été rapportés). Toutefois, tous les autres paramètres ont fait l'objet de rapports.

La performance n'a pas été aussi bonne en 1984. La raffinerie a dépassé les quantités mensuelles concernant les matières totales en suspension (42 p. 100 du temps), les sulfures et les huiles et graisses. Les limites concernant les limites quotidiennes ont également été dépassées pour ces paramètres. La plupart de ces rejets élevés sont dus à l'installation d'un nouvel hydrocraqueur. Une erreur d'analyse qui s'est glissée dans les mesures a également contribué à cette valeur élevée pour les rejets d'huiles et graisses. Au total, Suncor a observé les quantités mensuelles 87 p. 100 du temps et les limites quotidiennes 98 p. 100 du temps. Tous les rejets annuels étaient plus élevés qu'en 1983 mais ils étaient encore inférieurs aux limites.

Petrosar (Corunna). - Petrosar est une nouvelle raffinerie et est donc soumise au règlement. La raffinerie utilise également des procédés pétrochimiques et traite les deux effluents dans le même système de traitement qui comprend une unité d'oxydation biologique suivie d'un système tertiaire (filtres de charbon actif). L'effluent est ensuite rejeté dans la rivière Ste-Claire.

En 1983, la raffinerie a presque toujours observé le règlement, sauf dans trois cas où les quantités maximales quotidiennes ont été dépassées (soit pour les huiles et graisses, les matières totales en suspension et le pH). Aucune autre infraction n'a été signalée pour les autres paramètres. Toutefois, Petrosar n'a pas mesuré les rejets de sulfures depuis 1979 en vertu d'un accord avec le ministère de l'Environnement de l'Ontario. Environnement Canada souhaiterait réinstaurer l'analyse occasionnelle des sulfures pour confirmer que la quantité de sulfures est toujours sous les limites de détection de la méthode réglementaire utilisée. De plus, la raffinerie n'a pas présenté 7 p. 100 des rapports concernant le pH. Les valeurs élevées concernant le pH ont été causées par des difficultés dans le contrôle des bassins de régulation.

On a apporté des améliorations au système de traitement biologique en 1983. On a installé des diffuseurs et des mélangeurs d'air à la base des bassins d'aération pour améliorer l'approvisionnement en oxygène et le mélange.

Petrosar a changé de méthode pour calculer la charge nette de polluants. Auparavant, la charge nette était équivalente à la différence entre la teneur de l'eau d'approvisionnement et celle de l'effluent. Cette approche était valable uniquement lorsque les volumes d'eaux d'approvisionnement et les volumes d'effluents étaient les mêmes. Toutefois, Petrosar recycle l'eau qu'elle utilise, et une quantité significative est perdue par évaporation dans les tours de refroidissement. En 1983 (et en 1984), la charge brute de l'eau d'approvisionnement a été soustraite de la charge brute de l'effluent pour obtenir la charge nette déversée dans la rivière.

En 1983, les rejets annuels étaient bien au-dessous des limites autorisées. Ils étaient encore plus faibles en 1984.

La performance de Petrosar a été excellente en 1984, les rejets mensuels et quotidiens dans le cas de tous les paramètres étaient totalement conformes au règlement, bien que la raffinerie n'ait présenté aucun rapport pour les sulfures, ce qui constitue une infraction au règlement. En 1985, toutefois, Petrosar a réinstauré l'analyse des sulfures.

Texaco (Nanticoke). - La raffinerie de Texaco à Nanticoke est une nouvelle raffinerie qui est soumise au règlement. La raffinerie utilise une unité de boues activées suivie d'un traitement tertiaire qui comporte une unité de filtration. L'effluent traité est ensuite rejeté dans le lac Érié.

En 1983, Texaco a observé le règlement concernant les paramètres, sauf à deux reprises où elle a enfreint les limites concernant le pH. Ces infractions peuvent être attribuées à des eaux résiduaires alcalines rejetées par l'unité d'alkylation. On a obtenu une valeur négative dans le calcul de la moyenne annuelle des rejets de matières totales en suspension. Cela est dû à la teneur très variable en matières en suspension de l'eau d'approvisionnement en amont, teneur souvent supérieure à celle de l'effluent. Tous les rejets annuels ont été très faibles par rapport aux rejets autorisés. La raffinerie a rapporté presque tous les tests exigés.

En 1984, la performance a encore été meilleure, et une seule infraction a été enregistrée concernant le pH. La moyenne annuelle des rejets était également plus faible en 1984. La raffinerie a effectué tous les tests requis sauf dans le cas du pH où seulement 4 p. 100 des dosages n'ont pas fait l'objet de rapports.

4.4.5 Évaluation de la région de l'Ouest et du Nord. - Huit raffineries étaient soumises aux directives dans la région de l'Ouest et du Nord et deux d'entre elles avaient

un statut de raffinerie améliorée. Il y a de plus quatre nouvelles raffineries dans la région (Turbo, Husky et Esso à Edmonton, de même que Shell à Scotford qui est entrée en activité en septembre 1984) qui doivent se conformer aux limites plus sévères du règlement. Husky a construit une nouvelle raffinerie près de l'ancienne, située à Lloydminster, et l'a inaugurée en mai 1983. Toutefois, la raffinerie n'a pas été évaluée, car son effluent est éliminé par injection en puits à grande profondeur. Il est à remarquer qu'en Alberta les exigences provinciales pour un effluent injecté dans un puits à grande profondeur sont plus sévères que le règlement et les directives fédéraux sur les effluents. L'ancienne raffinerie Husky a été désaffectée en mars 1983. La raffinerie Shell à Winnipeg a été fermée en octobre 1983; Gulf (Calgary), en décembre 1983; et Texaco (Edmonton), en mai 1984. Trois raffineries (Gulf à Moose Jaw, Shell à Winnipeg et Co-op à Regina) font subir à leurs effluents un traitement supplémentaire hors de la raffinerie dans des installations municipales. Shell (Bowden) n'a rejeté aucun effluent en 1983 et 1984. L'annexe B présente la performance de chaque raffinerie en 1983.

En 1983, la région a en moyenne observé les quantités mensuelles prévues dans les directives 89 p. 100 du temps et les quantités mensuelles prévues dans le règlement 94 p. 100 du temps. Les raffineries soumises aux directives ont été celles qui ont eu le plus de difficultés à respecter les limites concernant l'azote ammoniacal et les matières totales en suspension. Les raffineries soumises au règlement ont eu des difficultés avec les sulfures et, dans une moindre mesure, avec les huiles et graisses. Trois raffineries (Gulf à Edmonton, Texaco à Edmonton et Gulf à Calgary) ont observé complètement les directives concernant les quantités mensuelles. Les raffineries suivantes ont connu la plus faible performance en ce qui a trait aux quantités mensuelles: Co-op les a observées seulement 55 p. 100 du temps, Esso (Norman Wells) les a observées 63 p. 100 du temps et Shell (Winnipeg) les a observées 75 p. 100 du temps. D'après la figure 2, 43 p. 100 des rejets dépassant les limites mensuelles les dépassaient de plus de 200 p. 100. La région a également observé les limites 96 p. 100 du temps en ce qui a trait aux quantités quotidiennes et 98 p. 100 du temps en ce qui a trait aux quantités maximales quotidiennes.

La performance régionale a diminué en général en 1983 par rapport à 1980. Plus de rejets dépassaient les limites mensuelles et les limites annuelles pour la plupart des paramètres. Les limites quotidiennes ont toutefois été dépassées le moins souvent en 1983. La situation s'est améliorée en 1984 et la région a observé les limites mensuelles plus de 92 p. 100 du temps.

Les figures 39 à 43 présentent les rejets annuels régionaux entre 1972 et 1984. On voit que la plupart des rejets ont augmenté en 1983 comparativement à 1980. Les

rejets sont encore sous les quantités autorisées, sauf pour les sulfures dont les rejets dépassent les quantités autorisées d'un facteur supérieur à 2. La raffinerie Co-op à Regina est responsable de la plus grande partie des rejets de sulfures dans la région. Les rejets ont diminué en 1984 par rapport à 1983, mais ils sont encore plus élevés qu'en 1980. Seuls les sulfures ont dépassé les quantités autorisées en 1984.

Les figures 44 à 48 présentent les rejets annuels de toutes les raffineries dans la région en 1983. Au moins une raffinerie a dépassé les rejets autorisés pour chaque paramètre. Dans le cas des huiles et graisses, Esso (Norman Wells) a dépassé les limites, et Gulf (Edmonton) de même que Turbo ont eu les rejets les plus faibles. Esso (Norman Wells) a dépassé les limites quant aux matières totales en suspension mais cela doit être attribué à la teneur élevée en matières solides de la rivière Mackenzie dont l'eau est utilisée comme eau d'approvisionnement. Turbo (Edmonton), Gulf (Edmonton) et Gulf (Moose Jaw) ont rejeté le moins de matières en suspension. La raffinerie Co-op a dépassé les limites concernant les phénols et les sulfures. De plus, Turbo et Gulf (Moose Jaw) ont également dépassé les limites concernant les sulfures. Dans le cas de l'azote ammoniacal, les raffineries Co-op et Shell (Winnipeg) ont dépassé les quantités annuelles autorisées (Shell les a dépassées de plus de 370 p. 100).

Les trois raffineries soumises au règlement ont commis certaines infractions. Turbo a eu des difficultés avec les sulfures en 1983, alors qu'elle a dépassé les limites mensuelles 50 p. 100 du temps, ce qui s'est traduit par une moyenne annuelle de rejets dépassant les quantités autorisées pour les sulfures. L'exploitation de la raffinerie a débuté vers la fin de 1982, et ces infractions peuvent être attribuées à des problèmes de mise au point des unités de procédés. La raffinerie a observé les autres paramètres mais n'a effectué aucun test de toxicité et n'a rapporté que 60 p. 100 des tests requis. En 1984, la performance de Turbo s'est améliorée de façon considérable en n'enregistrant qu'une seule infraction pour la quantité mensuelle de sulfures et en diminuant tous ses rejets annuels et en les maintenant inférieurs aux quantités autorisées. La raffinerie Esso à Edmonton a enfreint la limite mensuelle de rejets pour les huiles et graisses et a parfois (0,3 p. 100 du temps) enfreint les limites quotidiennes pour les rejets d'huiles et graisses et les matières totales en suspension. Un pour cent seulement des tests requis n'ont pas été rapportés (surtout les tests de toxicité). Cette raffinerie a connu une très bonne performance en 1984 et n'a enregistré qu'une seule infraction de la quantité maximale quotidienne concernant les matières en suspension probablement causée par les rejets d'eaux pluviales de cette journée. Les rejets annuels pour les deux années ont été très faibles comparés aux rejets autorisés. L'exploitation de la raffinerie Shell (Scotford) a

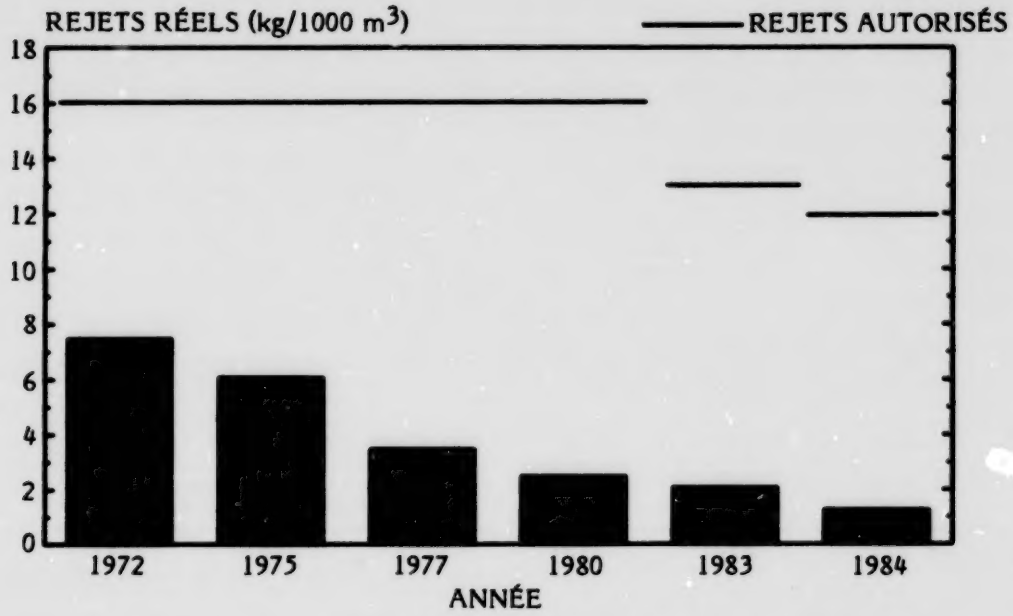


FIGURE 39 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET GRAISSES (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1984)

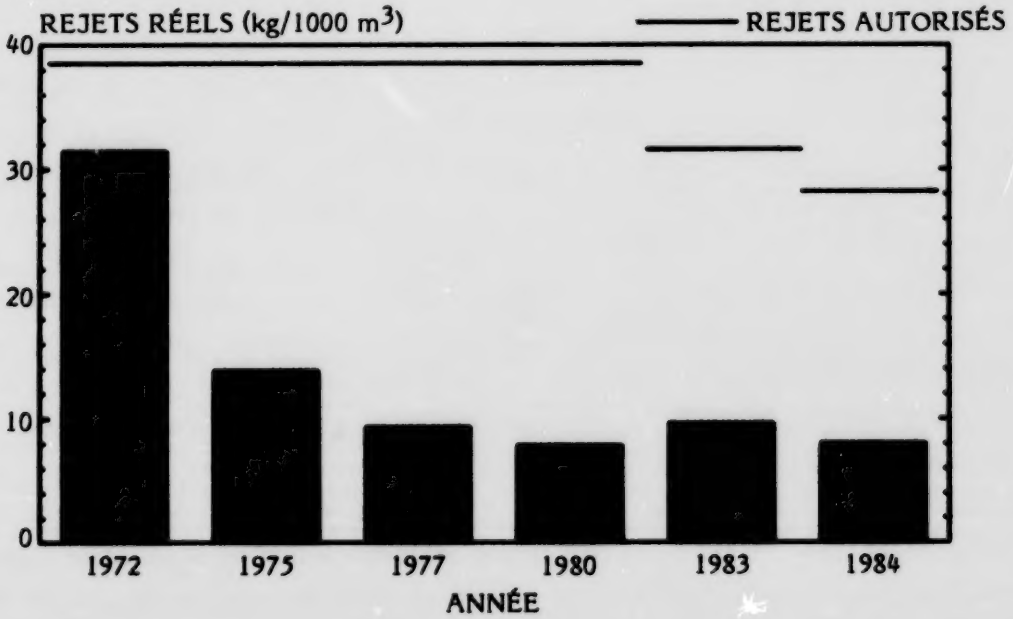


FIGURE 40 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1984)

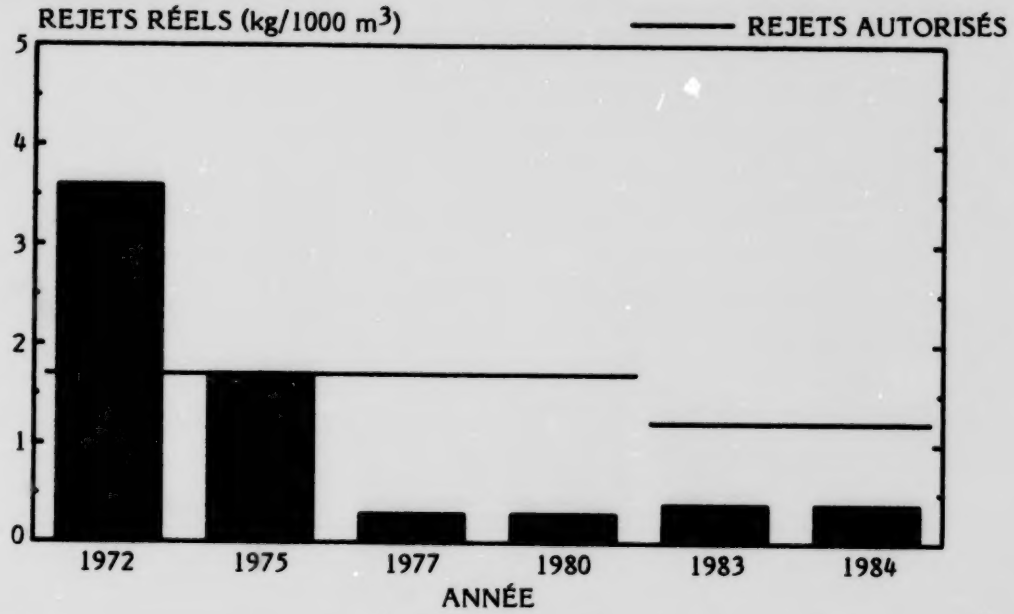


FIGURE 41 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1984)

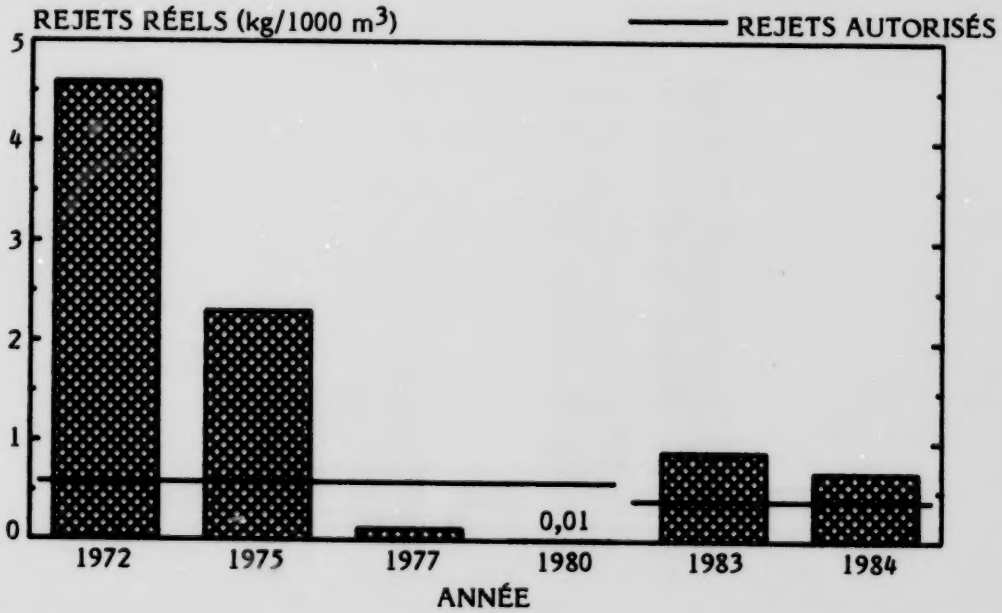


FIGURE 42 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1984)

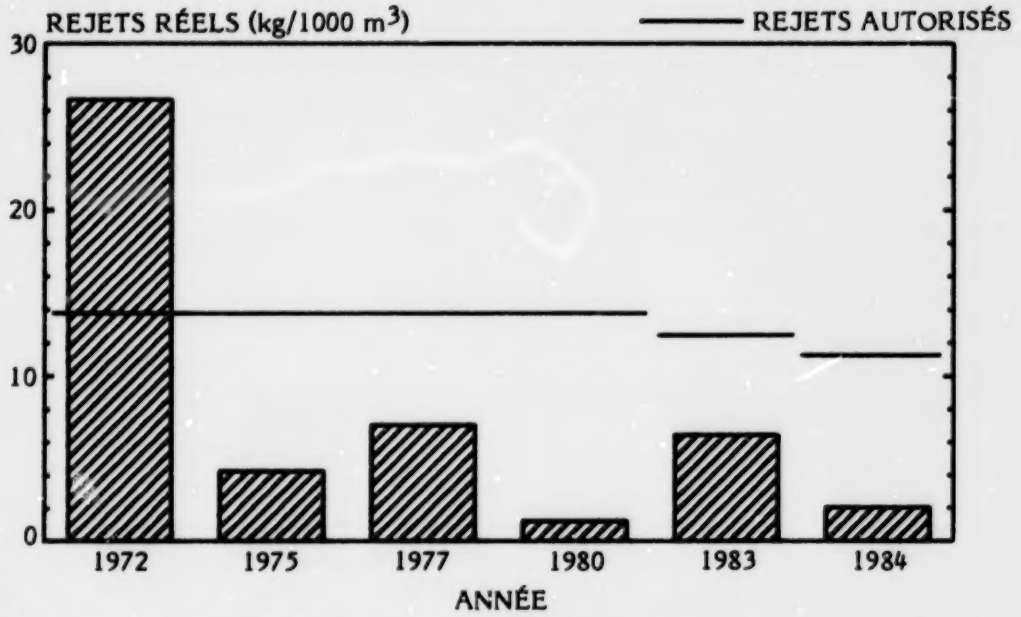


FIGURE 43 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région de l'Ouest et du Nord - 1972 à 1984)

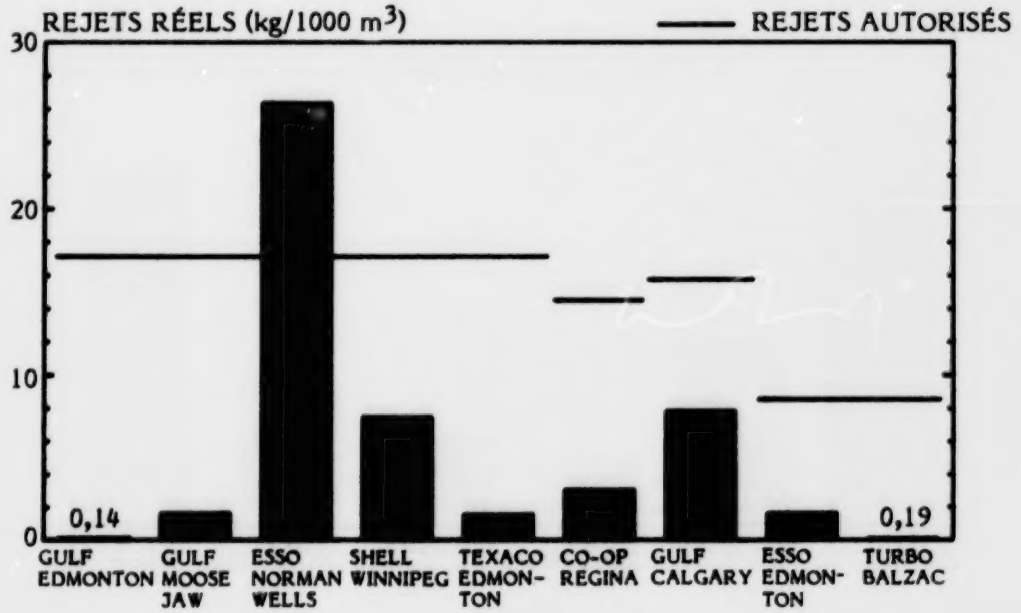


FIGURE 44 QUANTITÉS D'HUILES ET GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)

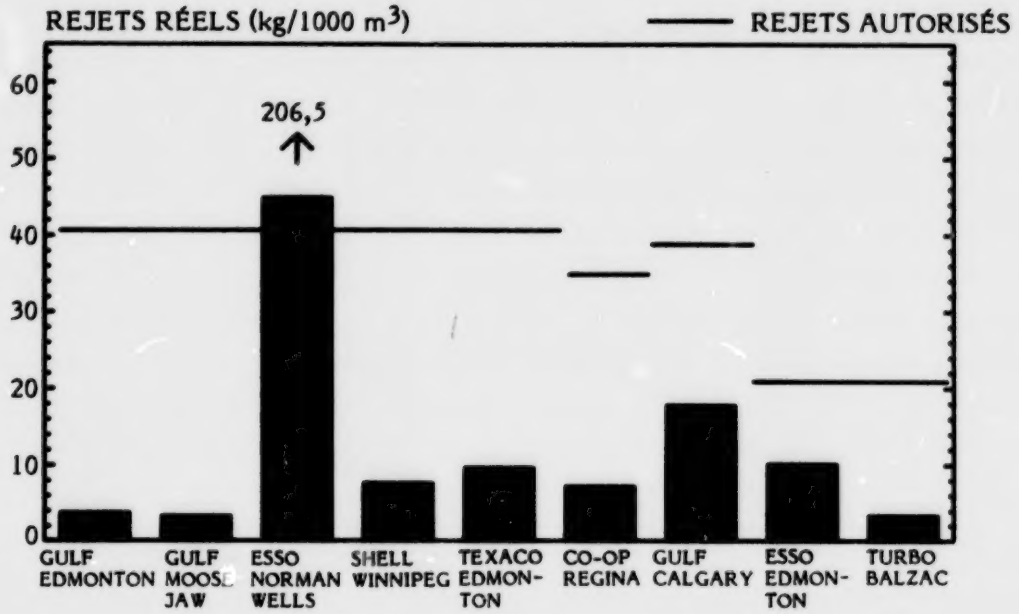


FIGURE 45 QUANTITÉS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)

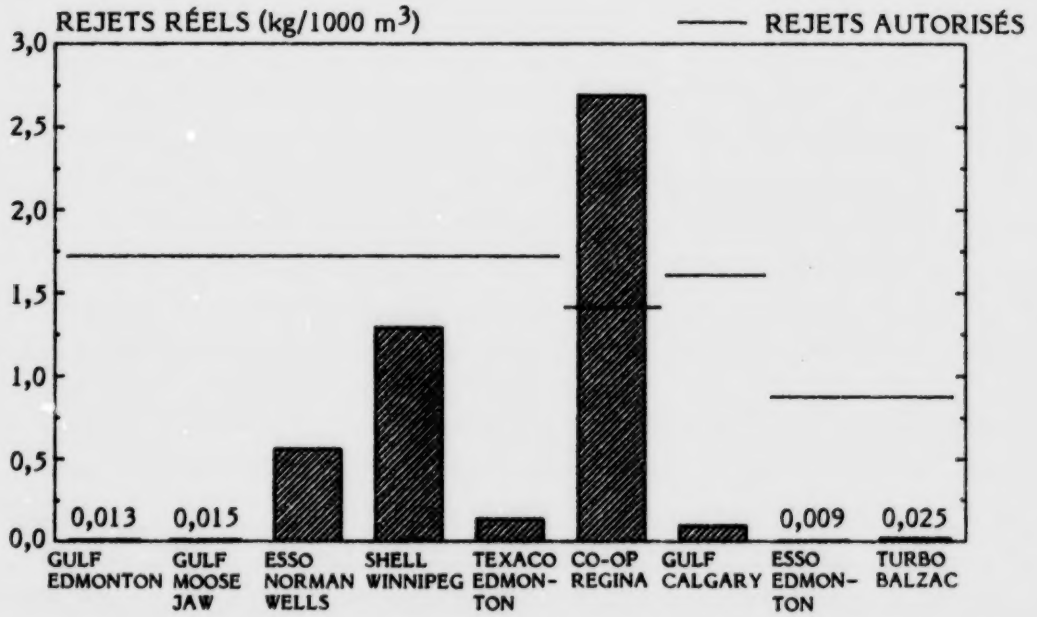


FIGURE 46 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)

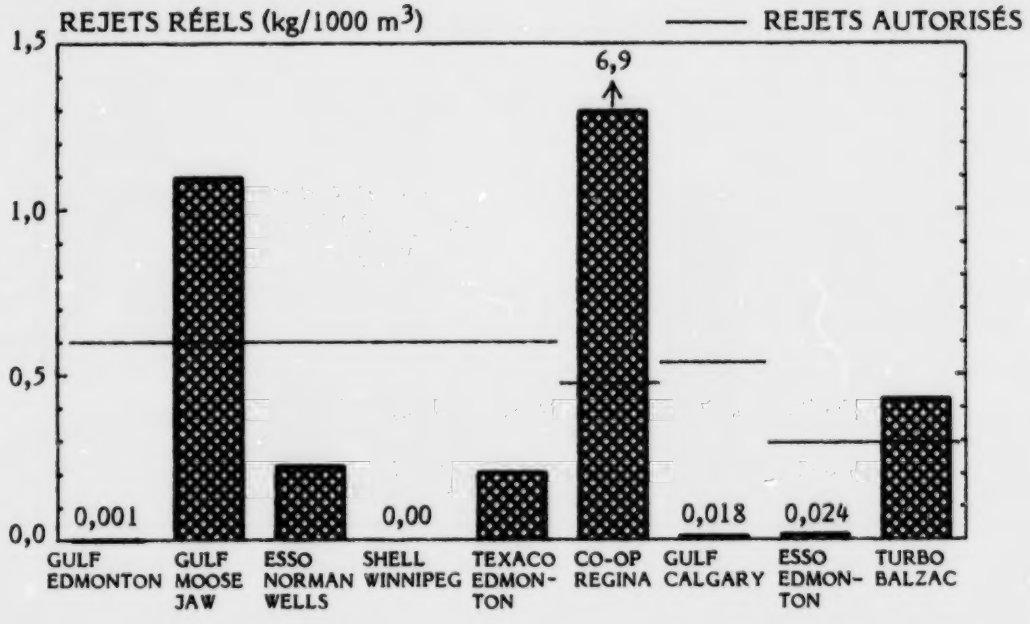


FIGURE 47 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)

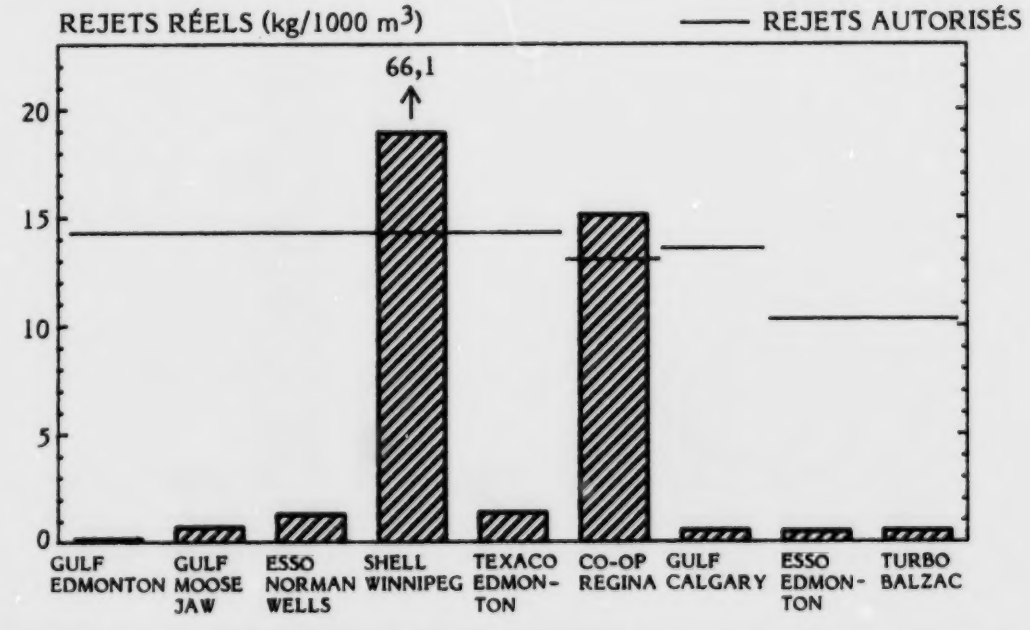


FIGURE 48 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)

débuté vers la fin de 1984, et cette dernière n'a rejeté d'effluent qu'au mois de décembre. La raffinerie s'est conformée aux quantités mensuelles pour les huiles et graisses et les matières totales en suspension et aux limites pour le pH. Shell a effectué une analyse hebdomadaire uniquement pour ces paramètres, conformément aux exigences provinciales. Cependant, il n'a pas été possible de vérifier la conformité de la raffinerie au regard des limites quotidiennes, étant donné qu'elle n'a fourni que les moyennes mensuelles.

Trente-cinq pour cent des tests requis dans cette région n'ont pas été rapportés en 1983. Les raffineries ont omis de présenter la même proportion de tests requis pour tous les paramètres, sauf dans le cas de la toxicité où 80 p. 100 des tests n'ont pas été rapportés. La production globale a diminué de 11 p. 100 en 1983 par rapport à 1980. La production a augmenté de 7 p. 100 l'année suivante. Le tableau 29 présente la performance de chaque raffinerie pour chaque paramètre dans cette région en 1983 et en 1984.

Gulf (Edmonton, Alberta). - La raffinerie Gulf à Edmonton utilise un système de traitement primaire et rejette l'effluent dans la rivière Saskatchewan-Nord. Certaines eaux résiduaires, comme l'eau chargée d'huile provenant des unités de traitement, sont traitées et injectées dans un puits à grande profondeur. Gulf a été considérée comme une raffinerie existante et était soumise aux directives en 1983 et en 1984.

Gulf a connu une très bonne performance en 1983. Elle a observé tous les paramètres, sauf le pH où un seul rejet était supérieur à la limite autorisée (non conformité 0,3 p. 100 du temps). Tous les rejets annuels étaient significativement inférieurs aux limites. La raffinerie n'a pas rapporté 43 p. 100 des tests demandés. Pour la plupart des paramètres, plus de 60 p. 100 des tests n'ont pas été rapportés.

En 1984, la performance de la raffinerie était excellente, et toutes les limites ont été observées concernant tous les paramètres. Les rejets annuels étaient plus élevés qu'en 1983, mais ils étaient encore très bas comparés aux limites. Le nombre de tests présentés a diminué en 1984: 47 p. 100 des tests n'ont pas été rapportés.

Gulf (Moose Jaw, Saskatchewan). - La raffinerie utilise un traitement primaire, mais l'effluent subit un traitement supplémentaire dans la station de traitement municipale. La raffinerie n'a toutefois pas été exemptée des contrôles. Une partie des eaux pluviales traitées de la raffinerie est rejetée dans le ruisseau Moose Jaw. La raffinerie a le statut de raffinerie existante conformément aux directives.

La raffinerie Gulf a observé les limites concernant tous les paramètres en 1983 à l'exception de deux rejets mensuels de sulfures qui ont dépassé les limites. Ces

TABLEAU 29 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région de l'Ouest et du Nord - 1983, 1984)

		Pourcentage du temps en non conformité																
		Huiles et graisses			Matières totales en suspension			Phénols			Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie		M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	N	N
Gulf (Edmonton)	1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0
	1984	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gulf (Moose Jaw)	1983	0	*	*	0	*	*	0	*	*	40	*	*	0	*	*	0	N.R.
	1984	0	*	*	0	*	*	0	*	*	0	*	*	0	*	*	0	0
Esso Petroleum (Norman Wells)	1983	75	39	15	100	67	48	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0
	1984	50	-	-	92	-	-	0	0	0	0	0	0	8	0	-	0	0
Shell (Winnipeg)	1983	12	N.R.	N.R.	0	N.R.	N.R.	25	N.R.	N.R.	0	N.R.	N.R.	100	N.R.	N.R.	0	N.R.
Texaco (Edmonton)	1983	0	0	0	0	0,8	0,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0
	1984	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Co-op (Regina)	1983	0	*	*	0	*	*	100	*	*	50	*	*	75	*	*	0	N.R.
	1984	0	*	*	0	*	*	100	*	*	25	*	*	50	*	*	0	0
Gulf (Calgary)	1983	0	0	0,4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Esso Petroleum (Edmonton)	1983	8	1	1	0	0	0,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
	1984	0	0	0	0	0	0,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Shell (Scotford)	1984	0	N.R.	N.R.	0	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	N.R.	0	N.R.
Turbo (Balzac)	1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0,6	N.R.
	1984	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14	0	0	0	0	0	0	N.R.

* Nombre insuffisant de tests.
N.R. - Non rapporté.
M: quantité mensuelle; O: quantité quotidienne; N: quantité maximale quotidienne.

deux rejets ont dépassé les limites de plus de 200 p. 100, l'un d'eux de plus de 400 p. 100. Toutefois, l'effluent subit un autre traitement à l'extérieur de la raffinerie, ce qui devrait normalement diminuer la teneur en sulfures.

Cette évaluation ne constitue pas un bon indice de la performance de Gulf, car un seul test a été effectué *par mois* pour chaque paramètre, comparativement aux trois tests demandés *par semaine* pour les cinq paramètres et d'un dosage *quotidien* du pH. Ce petit nombre de tests ne nous a pas permis d'évaluer la performance concernant les limites quotidiennes. De plus, Gulf n'a effectué aucun test de toxicité. En 1983, les rejets annuels étaient tous inférieurs aux limites sauf dans le cas des sulfures.

En 1984, la raffinerie a observé toutes les limites, mais le même nombre de tests a été fait, ce qui rend l'évaluation incomplète. Tous les rejets annuels étaient inférieurs aux limites.

Esso Petroleum (Norman Wells, T.N.-O.). - La raffinerie Esso à Norman Wells utilise un système de traitement primaire consistant en un séparateur API, et l'effluent est rejeté dans le fleuve MacKenzie. La raffinerie est soumise aux directives et a un statut de raffinerie existante.

La plupart des difficultés qu'a connues Esso en 1983 portaient sur les huiles et graisses et sur les matières totales en suspension. Dans le cas de ces deux paramètres, les quantités mensuelles étaient dépassées respectivement 75 p. 100 et 100 p. 100 du temps, ainsi que les limites quotidiennes. Elle a dépassé les limites concernant les quantités quotidiennes d'huiles et graisses 39 p. 100 du temps et celles des matières en suspension 67 p. 100 du temps. Dans le cas des quantités maximales quotidiennes, les limites ont été dépassées 15 p. 100 du temps pour le premier paramètre et 48 p. 100 du temps pour le second. La raffinerie a de plus dépassé les limites mensuelles concernant les sulfures 12 p. 100 du temps. La raffinerie a observé les limites concernant tous les autres paramètres.

Les moyennes annuelles des rejets d'huiles et graisses et de matières totales en suspension étaient toutes deux plus élevées que les quantités autorisées en 1983. C'est un problème courant chez Esso. Une étude de 18 semaines effectuée par l'entreprise en 1984 a indiqué que les grandes quantités de matières solides présentes dans le fleuve MacKenzie qui alimente la raffinerie pourraient être responsables des rejets élevés de matières totales en suspension. De plus, la raffinerie envoie l'eau de refroidissement non recyclée dans le séparateur API avec l'effluent à traiter, et, par conséquent, les matières en suspension mesurées dans l'effluent traité incluent celles qui se trouvent dans l'eau de refroidissement.

La performance globale en 1983 était la suivante: observation des quantités mensuelles 63 p. 100 du temps, observation des quantités quotidiennes 79 p. 100 du temps et observation de quantités maximales quotidiennes 89 p. 100 du temps. La plus grande partie des rejets (67 p. 100) qui dépassaient les quantités mensuelles les dépassait de plus de 200 p. 100, et le reste les dépassait de 100 à 200 p. 100. La raffinerie Esso analysait ses effluents une fois par semaine pour les paramètres chimiques et deux fois par année pour les tests de toxicité, selon les exigences de la Commission des eaux des Territoires du Nord-Ouest conformément à la *Loi sur les eaux intérieures du Nord*. En tenant compte des conditions particulières de la raffinerie (c.-à-d. la taille et la nature de ses opérations ainsi que le manque d'installations sur place permettant d'analyser les échantillons), Environnement Canada était satisfait de la fréquence à laquelle les analyses ont été exigées par la Commission, même si elle ne correspondait pas à celle des directives fédérales. En se basant sur les exigences de la Commission, la raffinerie a rapporté 69 p. 100 des tests en 1983 et plus de 99 p. 100 en 1984.

En 1984, la raffinerie a légèrement amélioré sa performance, mais le nombre de rejets dépassant les limites était encore élevé. Les quantités mensuelles ont été dépassées 50 p. 100 du temps dans le cas des huiles et graisses, 92 p. 100 du temps dans le cas des matières totales en suspension et 8 p. 100 du temps dans le cas de l'azote ammoniacal. De plus, moins de rejets dépassaient les quantités quotidiennes. La plupart des rejets d'huiles et graisses dépassant les limites ont eu lieu au cours des quatre premiers mois de 1984. Par la suite, Esso a modernisé son séparateur API et a installé un pré-séparateur. Ces mesures ont contribué à diminuer les rejets d'huiles et graisses. Il a été prouvé que les rejets élevés de matières en suspension provenaient de la teneur élevée en matières solides du fleuve MacKenzie. Si les charges nettes de matières en suspension dans l'effluent avaient été calculées, la raffinerie aurait pu rencontrer les limites. Les rejets annuels ont diminué dans le cas de tous les paramètres sauf l'azote ammoniacal. Toutefois, les rejets d'huiles et graisses et de matières totales en suspension dépassaient encore les limites.

Shell (Bowden, Alberta). - La raffinerie Shell à Bowden a un statut de raffinerie existante et est soumise aux directives. Elle utilise un système de traitement primaire (séparateur API) et rejette son effluent par intermittence dans un fossé de drainage qui débouche dans la rivière Red Deer. En 1983 et en 1984, la raffinerie n'a rejeté aucun effluent dans la rivière.

Shell (Winnipeg, Manitoba). - La raffinerie Shell à Winnipeg (Saint-Boniface) utilisait un système de traitement intermédiaire (étang aéré) et envoyait son effluent à la station de traitement des eaux municipale de Winnipeg où il subissait un traitement biologique. Ce traitement hors de la raffinerie a été considéré comme équivalent pour tous les paramètres sauf peut-être l'azote ammoniacal. La raffinerie a été fermée définitivement en octobre 1983.

La raffinerie Shell avait un statut de raffinerie existante et était donc soumise aux directives. Au cours de la période où elle a été exploitée en 1983, l'effluent de la raffinerie, avant de subir un traitement secondaire à l'extérieur, rencontrait les limites concernant les matières totales en suspension, les sulfures et le pH. Des rejets mensuels élevés ont été enregistrés dans le cas des huiles et graisses (12 p. 100 du temps), des phénols (25 p. 100 du temps) et de l'azote ammoniacal (100 p. 100 du temps). Les rejets d'huiles et graisses et de phénols sont considérés comme satisfaisant aux directives, étant donné que l'effluent subissait un traitement supplémentaire. Toutefois, comme on l'a dit précédemment, les rejets d'azote ammoniacal pourraient rester élevés après le traitement hors de la raffinerie. Aucun test de toxicité n'a été effectué, et 53 p. 100 de tous les tests n'ont pas été rapportés. Les rejets annuels étaient tous inférieurs aux limites autorisées.

Texaco (Edmonton, Alberta). - La raffinerie Texaco à Edmonton traite ses eaux résiduaires à l'aide d'un système intermédiaire de flottation à air dissous et rejette l'effluent dans la rivière Saskatchewan-Nord. Les eaux acides sont traitées et injectées dans un puits à grande profondeur. La raffinerie a été fermée définitivement en mai 1984, et elle avait un statut de raffinerie existante et était soumise aux directives en 1983 et en 1984.

Texaco a connu une très bonne performance en 1983, quelques rejets seulement ont dépassé les limites quotidiennes en ce qui concerne les matières en suspension et le pH. La raffinerie a toujours observé les quantités mensuelles et a observé les limites quotidiennes 99,8 p. 100 du temps. De plus, les rejets annuels étaient très faibles par rapport aux limites. Treize pour cent des tests demandés n'ont pas été rapportés.

Au cours de la période de son exploitation en 1984, la raffinerie a observé toutes les limites. Les rejets annuels étaient inférieurs à ceux de 1983 et étaient inférieurs aux limites. La plupart des tests demandés ont été fournis.

Co-op (Regina, Saskatchewan). - La raffinerie Co-op utilise un système de traitement primaire et rejette son effluent dans l'égout municipal de Regina pour un

traitement supplémentaire. La raffinerie Co-op a observé les directives pour les effluents traités à l'intérieur de ses murs en 1981 et a donc été exemptée pendant deux ans à partir de 1982 des rapports qui doivent être normalement faits dans le cadre des directives fédérales concernant les effluents de raffinerie. Cette exemption a permis à Co-op de rapporter uniquement des moyennes trimestrielles pour ses effluents, et les tests de toxicité n'ont pas été exigés. La raffinerie avait un statut de raffinerie améliorée et était soumise aux directives.

Toutefois, la qualité de l'effluent a diminué considérablement depuis 1982. Co-op a observé les limites concernant les huiles et graisses, les matières totales en suspension et le pH en 1983 mais a dépassé les quantités autorisées dans le cas des rejets mensuels de phénols, d'azote ammoniacal et de sulfures durant l'année. Ces rejets mensuels étaient en fait des rejets trimestriels. Co-op a dépassé les limites à la sortie de la raffinerie 100 p. 100 du temps pour les phénols, 50 p. 100 du temps pour les sulfures et 75 p. 100 du temps pour l'azote ammoniacal. Des mesures ont été prises récemment pour diminuer les rejets de sulfures. Quant aux phénols et à l'azote ammoniacal, l'entreprise n'a pas encore prouvé que le traitement à l'extérieur de la raffinerie constitue un traitement adéquat. Les rejets annuels de phénols, de sulfures (14 fois plus élevés que les limites) et d'ammoniac à la sortie de la raffinerie dépassaient les limites autorisées.

La raffinerie a amélioré quelque peu sa performance en 1984, mais les mêmes paramètres posaient des problèmes: la raffinerie dépassait toujours les limites dans le cas des phénols, les dépassait 25 p. 100 du temps dans le cas des sulfures et 50 p. 100 du temps dans le cas de l'azote ammoniacal. Les rejets annuels ont été semblables à ceux de 1983 et ont donc dépassé les limites dans le cas de ces trois paramètres. Étant donné la médiocre qualité de l'effluent en 1983 et en 1984, il faudrait étudier sérieusement la question avant d'accorder une autre exemption à Co-op.

Gulf (Calgary, Alberta). - La raffinerie Gulf à Calgary utilisait un système de traitement intermédiaire (flottation à l'air dissous) et rejetait son effluent dans la rivière Bow. Gulf a été exploitée pendant 10 mois au cours de 1983 et a fermé définitivement ses portes en décembre 1983.

En 1983, la raffinerie avait un statut de raffinerie améliorée et observait essentiellement toutes les limites pour tous les paramètres sauf dans le cas d'un rejet d'huiles et graisses qui a dépassé la limite maximale quotidienne. Tous les rejets annuels réels étaient inférieurs aux limites autorisées. Seulement 68 p. 100 des tests demandés ont été rapportés.

Husky (Lloydminster, Alberta). - Husky a fermé son ancienne raffinerie en mars 1983 et a construit une nouvelle raffinerie près de l'ancienne et l'a ouverte en mai 1983. Les deux raffineries ont utilisé l'injection en puits à grande profondeur uniquement pour éliminer leur effluent traité. Étant donné qu'aucune eau résiduaire n'est rejetée dans des eaux fréquentées par le poisson, l'effluent de la raffinerie n'est pas soumis au règlement fédéral.

Esso Petroleum (Edmonton, Alberta). - La raffinerie Esso à Edmonton est une nouvelle raffinerie et est soumise au règlement. La raffinerie utilise un système de traitement secondaire constitué d'un étang aéré, et l'effluent est rejeté dans la rivière Saskatchewan-Nord. De plus, Esso élimine l'eau acide par injection en puits à grande profondeur.

En 1983, Esso a observé les limites pour la plupart des paramètres. La raffinerie a dépassé une fois la quantité mensuelle pour les huiles et graisses et deux fois les limites quotidiennes. De plus, un rejet de matières en suspension a dépassé la quantité maximale quotidienne. Tous les rejets annuels étaient inférieurs aux limites autorisées. La raffinerie a rapporté 99 p. 100 de tous les tests requis mais n'a rapporté que 42 p. 100 des tests requis dans le cas de la toxicité.

En 1983, Esso a observé les quantités mensuelles 98 p. 100 du temps et les limites quotidiennes 99,7 p. 100 du temps. Les rejets dépassant les quantités mensuelles les dépassaient de moins de 24 p. 100.

En 1984, la raffinerie a observé toutes les limites la plupart du temps. Seule la quantité maximale quotidienne pour les matières totales en suspension a été dépassée une fois. Cet écart a probablement été causé par le rejet d'eaux pluviales cette journée-là. La raffinerie a rapporté plus de 99 p. 100 des tests requis, mais un nombre insuffisant de tests de toxicité ont été effectués (seulement 25 p. 100 ont été rapportés). La plupart des rejets annuels moyens étaient inférieurs à ceux de 1983, et ils étaient tous inférieurs aux rejets autorisés.

Turbo Resources (Balzac, Alberta). - Turbo est une nouvelle raffinerie qui a ouvert ses portes en septembre 1982. La raffinerie utilise un système intermédiaire de traitement qui comprend une unité de flottation à l'air et un filtre à foin. L'effluent est rejeté dans le lac McDonald. De plus, les condensats et les eaux résiduaires du procédé sont injectés dans un puits à grande profondeur.

La raffinerie Turbo a observé les limites de rejets pour la plupart des paramètres en 1983 sauf pour les sulfures. La raffinerie a dépassé les quantités mensuelles

pour les sulfures 50 p. 100 du temps, ce qui se traduit par une moyenne annuelle dépassant les limites. L'exploitation de la raffinerie a débuté vers la fin de 1982, et ces infractions peuvent être attribuées à la mise au point des unités des procédés. Les rejets annuels pour les autres paramètres étaient inférieurs aux quantités autorisées. Plus de 40 p. 100 du nombre total de tests requis n'ont pas été rapportés et aucun test de toxicité n'a été effectué.

La raffinerie Turbo a amélioré nettement sa performance en 1984 et a observé les quantités mensuelles 98 p. 100 du temps comparativement à 89 p. 100 du temps en 1983. La raffinerie a observé les limites concernant la plupart des paramètres, sauf les sulfures où une infraction concernant la quantité mensuelle a été enregistrée. De plus, dans le cas des eaux pluviales, quatre infractions ont été enregistrées pour les matières totales en suspension et une pour les phénols, et les tests de toxicité n'ont pas été effectués. Même si la plupart des rejets moyens annuels ont augmenté depuis 1983, ils étaient encore inférieurs aux rejets autorisés.

Shell (Scotford, Alberta). - La raffinerie de Scotford est une nouvelle raffinerie qui a ouvert ses portes en septembre 1984. La raffinerie a été conçue pour utiliser très peu d'eau. En décembre 1984, la raffinerie a commencé à rejeter des effluents (consistant en eau de lavage des zéolites, purges de chaudières et eaux domestiques) ainsi que des eaux pluviales de façon périodique.

La raffinerie s'est conformée aux quantités mensuelles autorisées pour les huiles et graisses et les matières totales en suspension ainsi qu'aux limites imposées pour le pH. Shell a effectué une analyse hebdomadaire dans le cas de ces paramètres uniquement, conformément aux exigences provinciales. Toutefois, la raffinerie n'a présenté que les moyennes mensuelles, ce qui n'a pas permis de vérifier sa conformité aux limites quotidiennes.

4.4.6 Évaluation de la région du Pacifique et du Yukon. - En 1983, il y avait sept raffineries soumises aux directives en activité en Colombie-Britannique. Une seule d'entre elles (Chevron) avait un statut de raffinerie améliorée, et toutes les autres avaient un statut de raffinerie existante. Cinq des sept raffineries rejetaient leur effluent vers des systèmes de traitement situés hors de la raffinerie. Il reste à déterminer jusqu'à quel point les stations municipales de traitement des eaux résiduaires qui reçoivent des effluents de raffineries arrivent à les traiter adéquatement. Aucune de ces raffineries n'a demandé d'être exemptée des contrôles ou des exigences normales de surveillance prévues dans les directives. La raffinerie Gulf à Kamloops a fermé définitivement ses portes le 30 mai

1983, ce qui laissait six raffineries en activité dans la région. Les installations de Gulf reçoivent maintenant de l'essence de l'Alberta et servent de terminal de distribution. La raffinerie de Petro-Canada à Taylor traite également l'effluent provenant de l'usine de gaz naturel qui lui est associée. L'annexe B présente la performance de chaque raffinerie en 1983.

En 1983, la région a observé les quantités mensuelles 95 p. 100 du temps. Quatre raffineries ont toujours observé les quantités mensuelles. Gulf (Kamloops) a observé les limites 92 p. 100 du temps, Petro-Canada les a observées 88 p. 100 du temps, et Chevron, 83 p. 100 du temps. À noter toutefois que l'effluent des raffineries Gulf et Chevron reçoit un traitement supplémentaire hors de la raffinerie. La figure 2 montre que 46 p. 100 des rejets qui ont dépassé les quantités mensuelles et les limites concernant les eaux pluviales les ont dépassées de moins de 50 p. 100, et que 86 p. 100 les ont dépassées de moins de 200 p. 100. De plus, la région a observé les quantités quotidiennes 99 p. 100 du temps, les quantités maximales quotidiennes 95 p. 100 du temps et les limites concernant les eaux pluviales, 91 p. 100 du temps. Les paramètres dont les limites ont été le plus dépassées sont les phénols et la toxicité. Les rejets de phénols ont dépassé les quantités mensuelles 9 p. 100 du temps et les tests de toxicité ont été un échec 19 p. 100 du temps.

La performance globale de la région en 1983 a été supérieure à celle de 1980. Le nombre réel de rejets qui ont dépassé les limites ont diminué dans le cas de tous les paramètres sauf celui de la toxicité dont la limite a été dépassée 9 p. 100 du temps en 1980 et 19 p. 100 du temps en 1983. Le taux d'observation des quantités mensuelles (pour tous les paramètres) a augmenté de 81 p. 100 en 1980 à 95 p. 100 en 1983. Les rejets d'eaux pluviales étaient conformes aux limites 78 p. 100 du temps en 1980 et 92 p. 100 du temps en 1983. La performance a continué de s'améliorer en 1984 alors que la région a observé les limites mensuelles 96 p. 100 du temps. De plus, moins de rejets ont dépassé les limites quotidiennes, mais les rejets d'eaux pluviales dépassant les limites ont augmenté légèrement (89 p. 100 du temps).

Les figures 49 à 53 présentent la moyenne annuelle des rejets dans la région de 1972 à 1984. On voit qu'il y a une diminution des rejets en 1983 pour tous les cinq paramètres comparativement à 1980. La diminution des rejets variait de 82 p. 100 pour les sulfures à 18 p. 100 pour les matières totales en suspension. Les rejets annuels en 1984 ont légèrement augmenté comparativement à 1983, mais ils ont toujours été inférieurs aux limites autorisées en 1983 et en 1984.

Les figures 54 à 58 comparent les rejets annuels des raffineries dans la région pour 1983. Sauf dans le cas des rejets de phénols par Chevron, tous les rejets annuels des

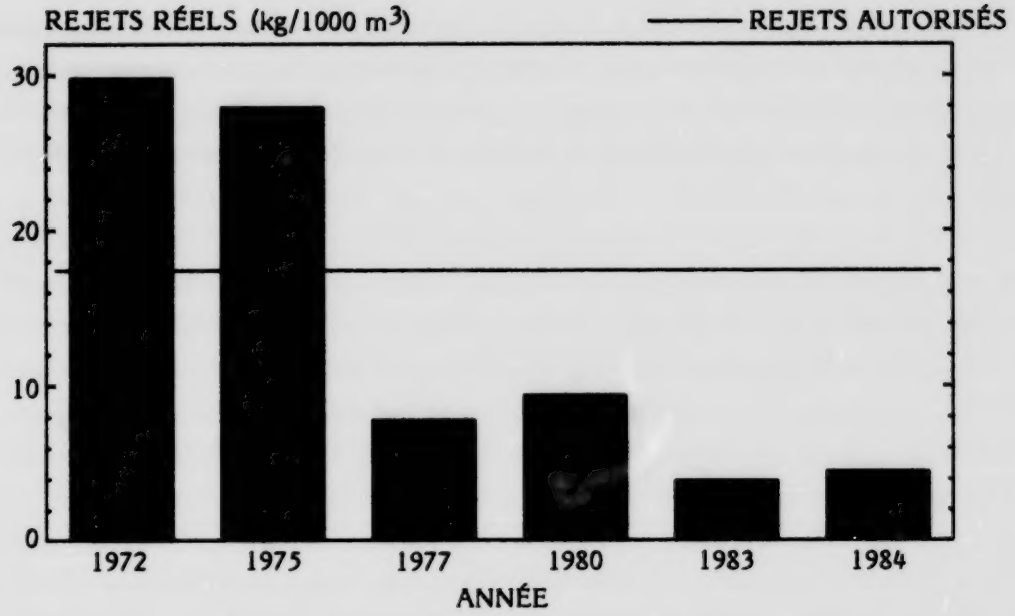


FIGURE 49 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'HUILES ET GRAISSES (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)

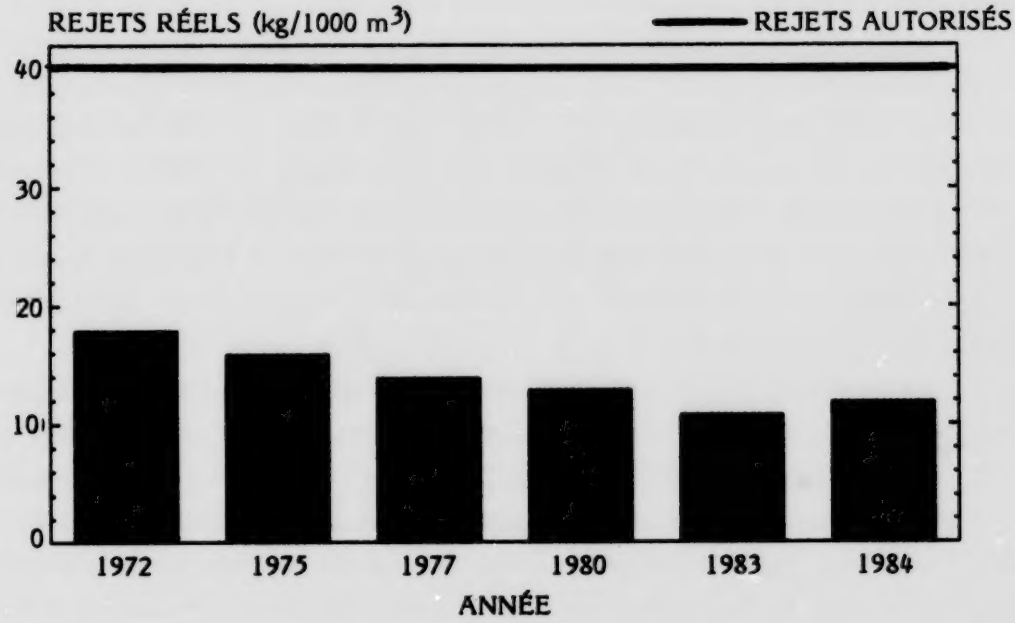


FIGURE 50 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)

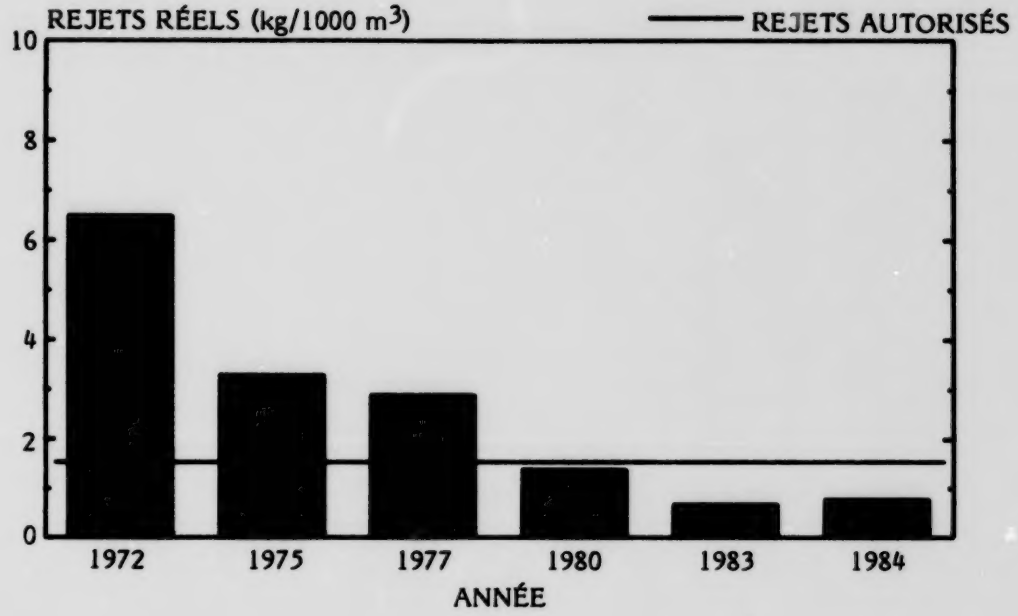


FIGURE 51 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS DE PHÉNOLS (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)

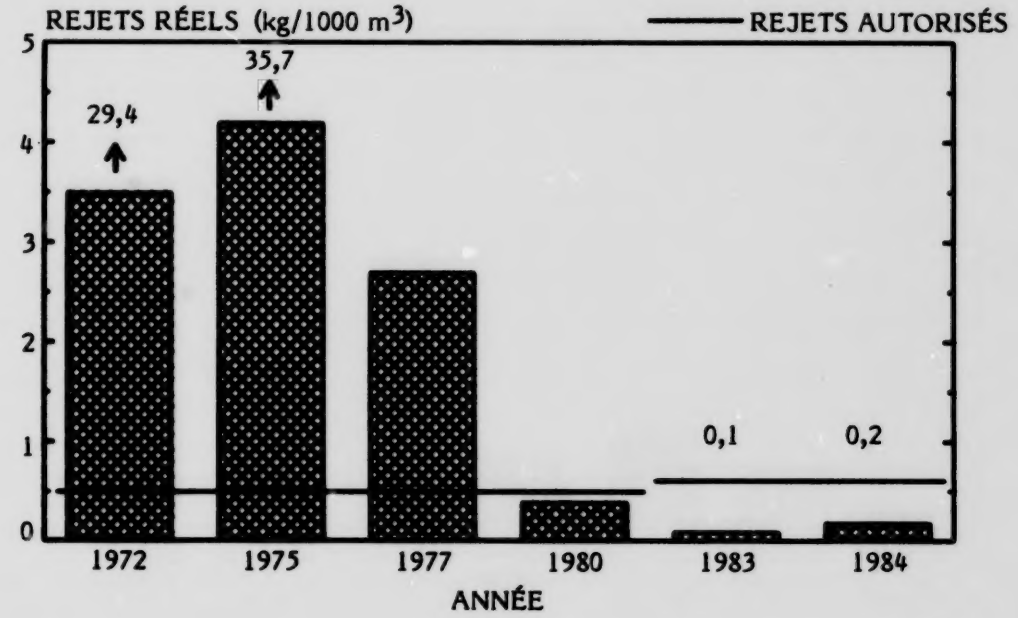


FIGURE 52 MOYENNE ANUELLE DES REJETS DE SULFURES (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)

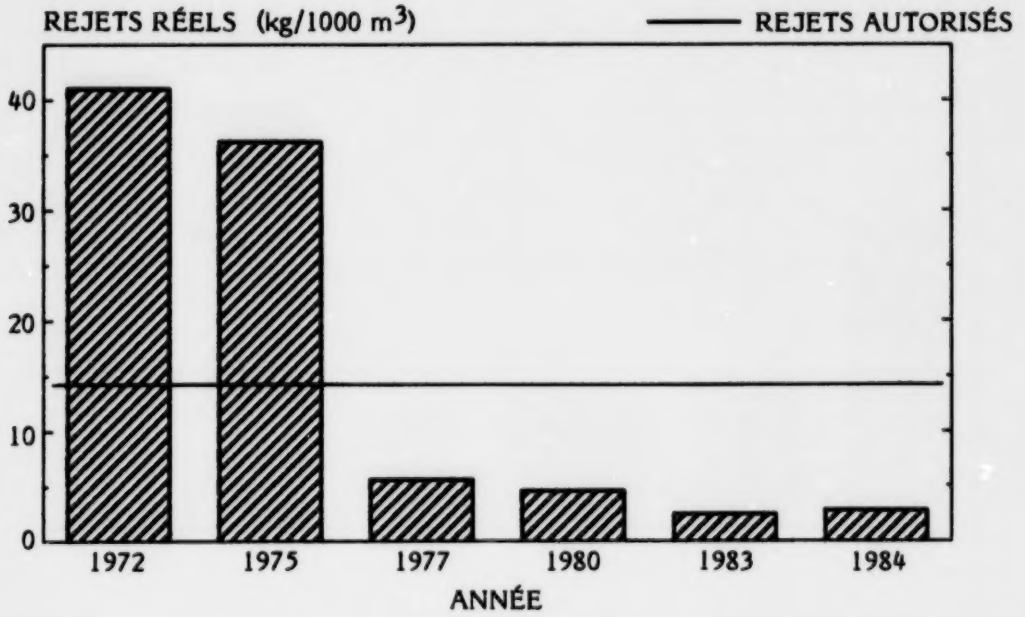


FIGURE 53 MOYENNE ANNUELLE DES REJETS D'AZOTE AMMONIACAL (Région du Pacifique et du Yukon - 1972 à 1984)

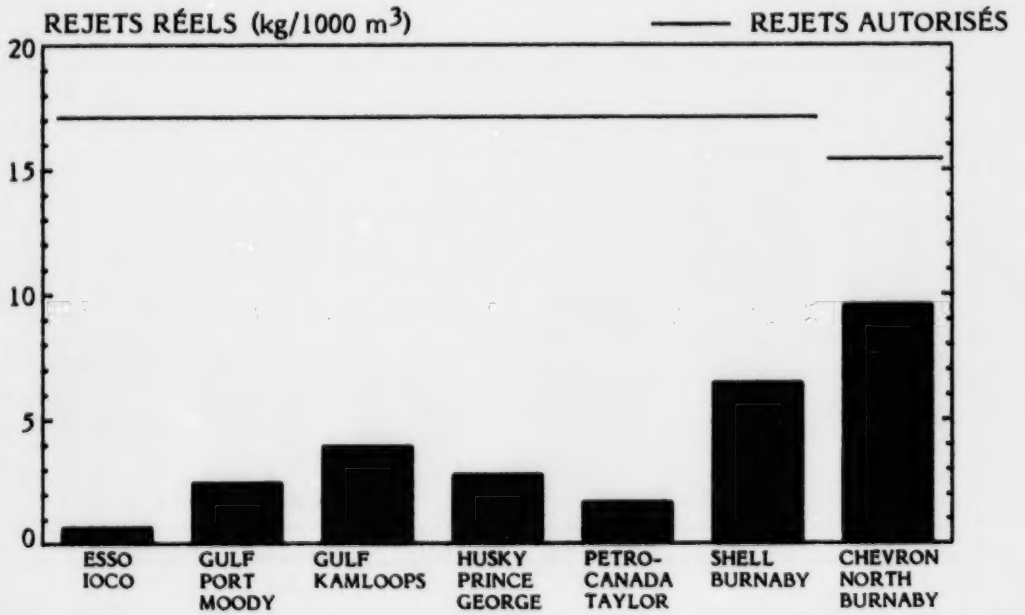


FIGURE 54 QUANTITÉS D'HUILES ET GRAISSES REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)

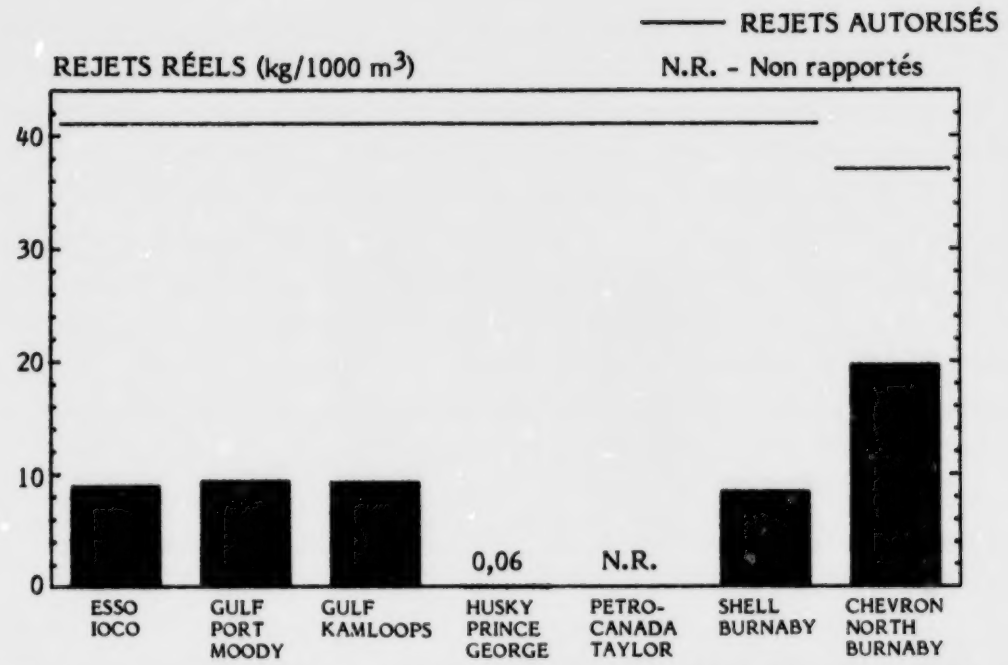


FIGURE 55 QUANTITÉS DE MATIÈRES TOTALES EN SUSPENSION REJETÉES PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)

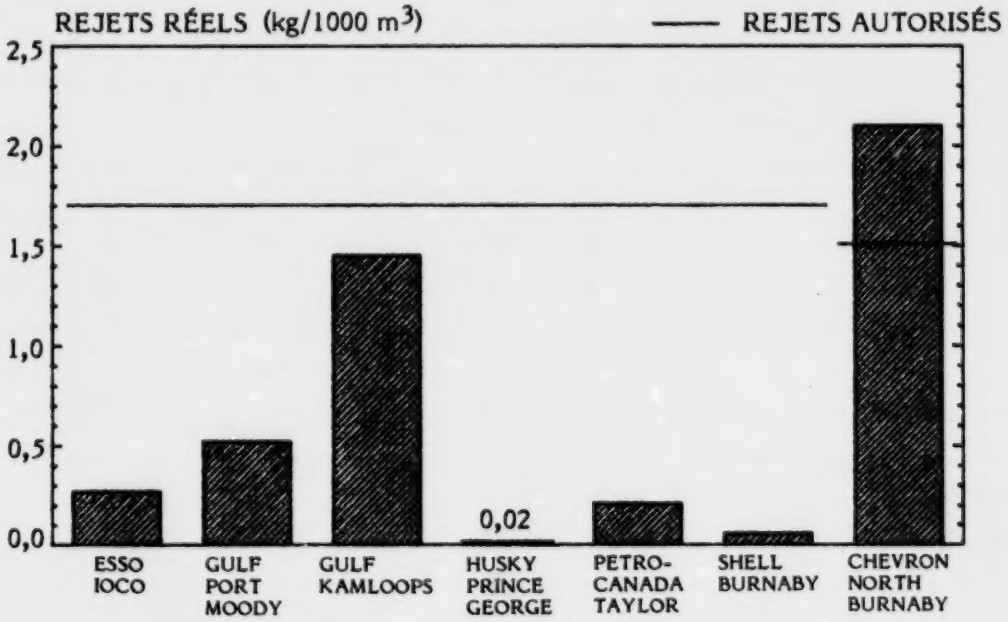


FIGURE 56 QUANTITÉS DE PHÉNOLS REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)

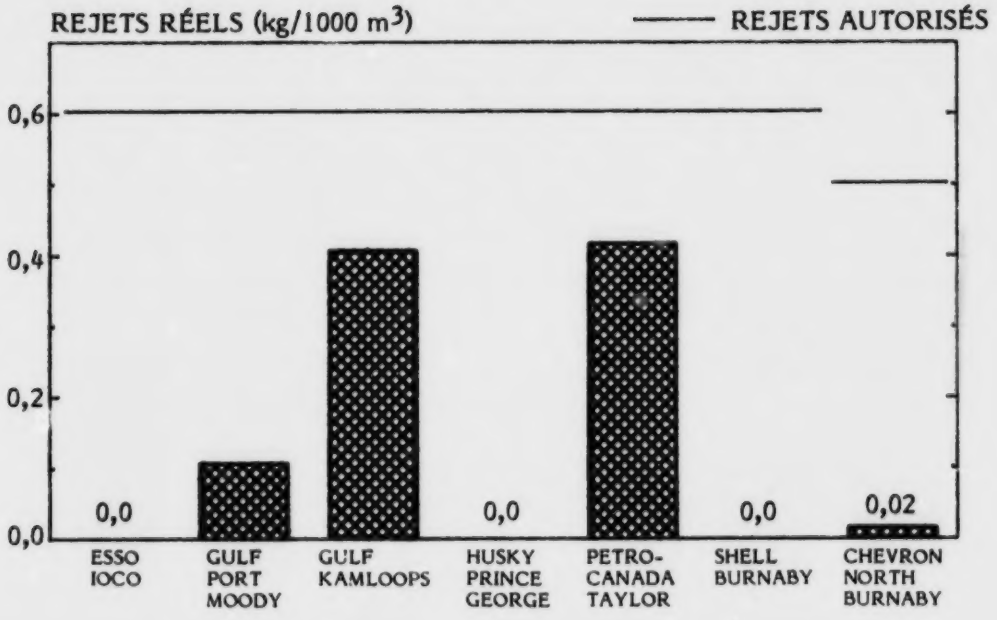


FIGURE 57 QUANTITÉS DE SULFURES REJETÉS PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)

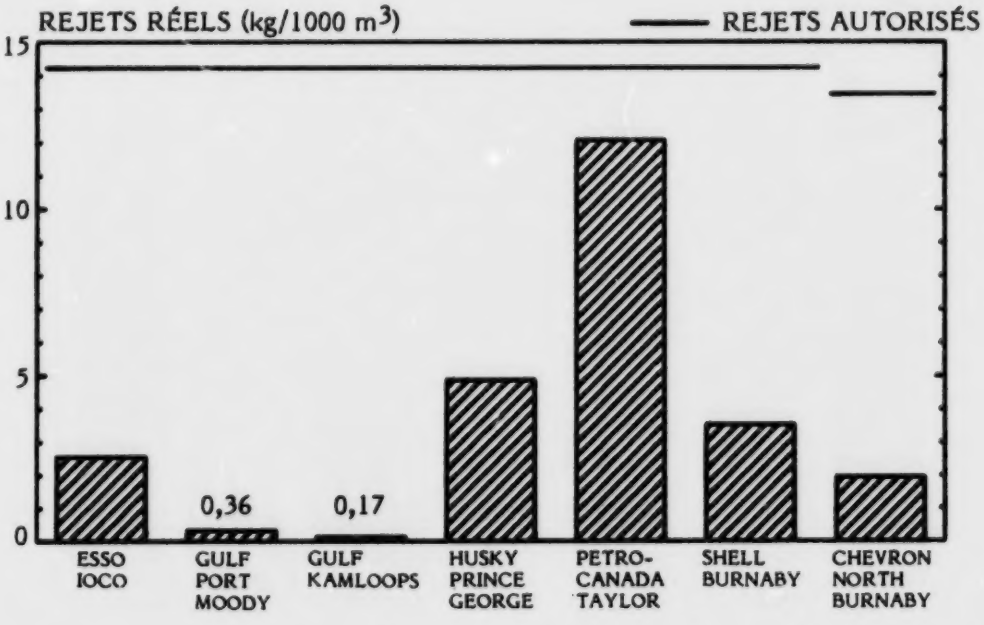


FIGURE 58 QUANTITÉS D'AZOTE AMMONIACAL REJETÉ PAR RAFFINERIE (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)

raffineries étaient inférieurs aux quantités autorisées. Les rejets d'huiles et graisses étaient en général très faibles; Esso en a rejeté le moins, et Chevron en a rejeté le plus. Chaque raffinerie a rejeté les mêmes quantités de matières totales en suspension, sauf Husky qui en a rejeté très peu et Chevron qui en a rejeté les plus grandes quantités dans la région. Dans le cas des phénols, Chevron a dépassé la limite, et Gulf (Kamloops) la suivait de près, quoique ses rejets étaient bien inférieurs aux quantités autorisées. Husky et Shell ont rejeté les plus faibles quantités de phénols. Les rejets de sulfures de quatre raffineries (Esso, Husky, Shell et Chevron) étaient presque nuls, et deux autres raffineries (Gulf à Kamloops et Petro-Canada) en ont rejeté des quantités équivalant à 70 p. 100 de leur quantité autorisée. Petro-Canada a rejeté les plus grandes quantités d'azote ammoniacal, alors que les deux raffineries de Gulf (Port Moody et Kamloops) en ont rejeté les plus faibles quantités.

Étant donné les différentes exigences des provinces concernant les rapports, aucune raffinerie n'a présenté des résultats aussi souvent qu'il a été prévu dans les directives. En moyenne, les raffineries n'ont rapporté que 25 p. 100 des tests demandés en 1983 (les valeurs variaient de 22 p. 100 à 27 p. 100). Dans l'évaluation de la performance des raffineries, le pourcentage du temps qu'une raffinerie se conforme aux limites constituerait un meilleur indice de la qualité de l'effluent que le nombre réel de rejets dépassant les limites. À peu près la même proportion de tests a été rapportée en 1984. La production annuelle a été réduite de 8 p. 100 en 1983 comparativement à 1980 et a diminué encore de 11 p. 100 en 1984. Ces diminutions de production ont été dues en partie à la fermeture de Gulf à Kamloops. Le tableau 30 présente la performance de chaque raffinerie dans cette région et donne les valeurs pour chaque paramètre en 1983 et 1984.

Esso Petroleum (Ioco). - Cette raffinerie Esso traite son effluent à l'aide d'un procédé de boues activées et le rejette ensuite dans le bras Burrard. Une partie des eaux pluviales sont séparées des eaux de traitement et traitées séparément. La raffinerie est soumise aux directives.

En 1983, en ce qui concerne les eaux de traitement de la raffinerie, Esso a observé les limites concernant tous les paramètres, sauf pour la toxicité (les deux tests rapportés avaient tous deux été un échec) et le pH. Ce sont toutefois les eaux pluviales qui ont causé le plus de problèmes à Esso. Les rejets d'huiles et graisses ont dépassé les limites 45 p. 100 du temps et ceux de matières totales en suspension, 91 p. 100 du temps. Vingt pour cent de ces rejets dépassaient les limites de plus de 200 p. 100, et 40 p. 100 les dépassaient de 50 à 100 p. 100. Les rejets excessifs concernant les eaux pluviales constituaient un problème chez Esso depuis longtemps.

TABLEAU 30 FRÉQUENCE À LAQUELLE LES RAFFINERIES N'ONT PAS OBSERVÉ LES PARAMÈTRES RÉGLEMENTÉS (Région du Pacifique et du Yukon - 1983, 1984)

		Pourcentage du temps en non conformité																			
		Huiles et graisses				Matières totales en suspension				Phénols				Sulfures			Azote ammoniacal			pH	Toxicité
Raffinerie		M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	M	O	N	N	N
Esso Petroleum (Ioco)	1983	0	0	0	45	0	0	0	91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	100
	1984	0	0	0	25	0	0	0	100	17	2	2	0	17	0	2	0	0	0	4	0
Gulf (Port Moody)	1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	1984	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	17	0	0	0	0	0	0	0
Gulf (Kamloops)	1983	0	0	0	-	0	0	0	-	14	10	14	-	14	5	0	0	0	0	7	N.R.
Husky (Prince George)	1983	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	2	75
	1984	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	2	0
Petro-Canada (Taylor)	1983	0	0	0	0	0	0	0	8	8	0	2	0	17	0	0	33	8	10	0	0
	1984	0	0	0	0	-	-	-	17	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0
Shell (Burnaby)	1983	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
	1984	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Chevron (North Burnaby)	1983	25	0	2	0	17	0	6	0	42	12	23	0	0	0	0	0	0	0	8	0
	1984	0	0	0	8	0	0	0	0	50	0	6	0	0	0	0	0	0	0	2	0

M : quantité mensuelle; O : quantité quotidienne; N : quantité maximale quotidienne; S : limite concernant les eaux pluviales.
N.R. - Non rapportée.

Dans une enquête de quatre jours d'Environnement Canada, effectuée en mars 1983, l'effluent de la raffinerie a été jugé 100 p. 100 conforme à toutes les limites.

La performance globale en 1983 était la suivante: observation des quantités mensuelles et des quantités quotidiennes, 100 p. 100 du temps; observation des quantités maximales quotidiennes, 99 p. 100 du temps; et observation des limites concernant les eaux pluviales, seulement 58 p. 100 du temps. Dans le cas des eaux de traitement, les rejets annuels étaient bien en dessous des quantités permises. Les rejets annuels dans les eaux pluviales étaient toutefois supérieurs aux limites dans le cas des huiles et graisses et des matières totales en suspension. La raffinerie n'a rapporté que 27 p. 100 des tests demandés.

En 1984, la qualité de l'effluent de la raffinerie a diminué. Dans le cas des eaux de traitement de la raffinerie, les quantités mensuelles de phénols et de sulfures ont été dépassées 17 p. 100 du temps. Très peu de rejets ont dépassé la limite du pH. Les eaux pluviales ont continué à dépasser les limites concernant les huiles et graisses et les matières totales en suspension (100 p. 100 du temps). Malgré qu'Esso ait amélioré son système de traitement, d'autres améliorations sont encore requises. En 1984, les quantités mensuelles ont été respectées 93 p. 100 du temps; les quantités quotidiennes, presque 100 p. 100 du temps; les quantités maximales quotidiennes, 99 p. 100 du temps; et les limites concernant les eaux pluviales, 58 p. 100 du temps. Les rejets annuels de 1984 dans le cas des eaux de traitement étaient en général inférieurs à ceux de 1983 et étaient encore inférieurs aux limites. Dans le cas des eaux pluviales, les rejets annuels moyens d'huiles et graisses étaient près de la limite, et les rejets de matières totales en suspension étaient encore supérieurs à la limite. Les modifications apportées en 1984 au système de traitement des eaux résiduaires (dont le remplacement d'un aérateur dans le système de traitement biologique et l'enlèvement des boues du bassin de rétention des eaux pluviales) ont commencé à porter fruit en 1986 alors que la qualité de l'effluent s'est améliorée.

Gulf (Port Moody). - La raffinerie de Gulf à Port Moody sépare ses eaux pluviales de ses eaux de traitement et leur fait subir séparément un traitement primaire. Les eaux de traitement sont envoyées à la station d'épuration du District régional du Grand Vancouver, alors que les eaux pluviales sont rejetées dans le bras Burrard. La raffinerie est soumise aux directives.

Gulf a connu une excellente performance en 1983, étant donné que les eaux de traitement et les eaux pluviales respectaient complètement toutes les limites à la sortie

de la raffinerie. Dans trois évaluations faites par Environnement Canada (une journée pour chaque évaluation) en janvier et en février 1983, Gulf a observé toutes les limites. De plus, tous les rejets annuels étaient inférieurs aux limites. Seulement 27 p. 100 des tests demandés ont été rapportés.

En 1984, la performance n'a pas été aussi bonne qu'en 1983. La raffinerie a parfois rejeté des quantités de phénols et de sulfures dépassant les quantités mensuelles dans ses eaux de traitement. Tous les autres rejets étaient conformes aux directives. La performance globale a donc diminué à 95 p. 100 du temps pour l'observation des quantités mensuelles et s'est maintenue à 100 p. 100 du temps pour l'observation des limites quotidiennes et celles des eaux pluviales. La plupart des rejets annuels dans les eaux de traitement ont augmenté par rapport à 1983, mais ils étaient encore inférieurs aux limites. Les rejets annuels ont diminué dans les eaux pluviales et étaient encore inférieurs aux limites.

Gulf (Kamloops). - La raffinerie Gulf à Kamloops a fermé définitivement le 30 mai 1983, mais la surveillance de l'effluent a continué jusqu'à la fin de juillet. Le parc de stockage est maintenant utilisé comme terminal de distribution. La raffinerie utilisait un système de traitement primaire pour traiter l'effluent combiné des eaux de traitement et des eaux pluviales de la raffinerie. L'effluent était envoyé à la station d'épuration municipale de Kamloops. Gulf était soumise aux directives.

Au cours des cinq mois de son exploitation, la raffinerie a observé les limites concernant les huiles et graisses, les matières totales en suspension et l'azote ammoniacal. Des rejets dépassant les quantités mensuelles et les limites quotidiennes ont été enregistrés pour les phénols et les sulfures. Les quantités mensuelles pour ces deux paramètres ont été dépassées 14 p. 100 du temps. Les rejets de phénols qui dépassaient ces limites les dépassaient de plus de 200 p. 100, et ceux des sulfures les dépassaient de 100 p. 100. La limite concernant le pH a également été dépassée 7 p. 100 du temps, et aucun test de toxicité n'a été rapporté. Il faut toutefois noter que l'effluent subit un traitement supplémentaire hors de la raffinerie, ce qui pourrait améliorer sa qualité.

Gulf a observé les quantités mensuelles 94 p. 100 du temps et toutes les limites quotidiennes 97 p. 100 du temps. Vingt-six pour cent des tests demandés ont été rapportés. Les rejets annuels étaient tous inférieurs aux quantités autorisées.

Husky (Prince George). - La raffinerie Husky traite son effluent (les eaux pluviales y sont combinées) à l'aide d'un système de traitement intermédiaire (étang aéré)

avant de l'envoyer à une usine de pâtes et papiers locale pour lui faire subir un traitement biologique. L'effluent à la sortie de la raffinerie est soumis aux directives.

En 1983, Husky a observé les limites concernant tous les paramètres sauf la toxicité et le pH. L'effluent n'a pas passé le test de toxicité 75 p. 100 du temps. Pour résoudre son problème chronique de toxicité, Husky a décidé d'améliorer son épuiseur d'eau acide et de nettoyer l'étang d'aération au début de 1984.

La raffinerie n'a jamais dépassé les quantités mensuelles et les quantités quotidiennes et a observé les quantités maximales quotidiennes 96 p. 100 du temps. Les rejets annuels étaient tous inférieurs aux limites. Husky n'a rapporté que 24 p. 100 des tests demandés.

Sa performance s'est améliorée considérablement en 1984 après l'installation d'un système régulateur de débit et d'un épuiseur d'eau acide, et les problèmes de toxicité ont été résolus. La raffinerie a essentiellement observé toutes les limites, sauf celles concernant le pH qui ont été dépassées 2 p. 100 du temps. La plupart des rejets annuels en 1984 étaient inférieurs à ceux de 1983 et étaient encore inférieurs aux limites autorisées.

Petro-Canada (Taylor). - Cette raffinerie de Petro-Canada possède une usine de gaz naturel acide adjacente. L'effluent combiné est traité dans un système de boues activées et rejeté dans la rivière Peace. Les eaux pluviales des deux installations sont séparées des eaux de traitement et traitées par un système primaire avant d'être rejetées dans la même rivière. L'effluent combiné (celui de la raffinerie et celui de l'usine de gaz naturel) est évalué en fonction des limites prévues dans les directives.

En 1983, les eaux de traitement de Petro-Canada étaient totalement conformes aux limites concernant les huiles et graisses, les matières totales en suspension, le pH et la toxicité. Les quantités mensuelles pour l'azote ammoniacal, les sulfures et les phénols ont été dépassées. Certains rejets d'ammoniac et de phénols ont dépassé les limites quotidiennes. De plus, les matières totales en suspension ont dépassé la quantité autorisée pour les eaux pluviales. Les rejets élevés de sulfures se sont produits au cours du premier trimestre de 1983 et ont été causés en partie par des erreurs d'analyse qui ont été corrigées en mai 1983. Petro-Canada estime que les rejets de l'usine de gaz naturel ont contribué pour une bonne part des rejets de l'effluent total (particulièrement en azote ammoniacal) et a demandé aux autorités provinciales de modifier son permis pour en tenir compte. De plus, une nouvelle usine de LGN (liquides de gaz naturel), sur le terrain du complexe, devait entrer en activité à l'automne 1985. Les installations actuelles de traitement des eaux usées seront encore davantage mises à contribution.

En 1983, la raffinerie a observé les quantités mensuelles 88 p. 100 du temps, et les limites quotidiennes et celles des eaux pluviales plus de 97 p. 100 du temps. La plupart des rejets (63 p. 100) qui dépassaient les quantités mensuelles les dépassaient de moins de 25 p. 100. À cause des concentrations élevées de matières solides en suspension dans la rivière Peace, la plupart des rejets nets calculés dans le cas de ce paramètre se sont traduits par des valeurs négatives. Tous les rejets annuels étaient inférieurs aux limites, mais les rejets de sulfures et d'azote ammoniacal étaient près des limites. La raffinerie n'a rapporté que 27 p. 100 des tests demandés.

Petro-Canada a connu une meilleure performance en 1984. Dans le cas des eaux de traitement, seule la quantité mensuelle concernant l'azote ammoniacal a été dépassée. De plus, les rejets de matières totales en suspension ont dépassé les limites concernant les eaux pluviales. La raffinerie a observé les quantités mensuelles 98 p. 100 du temps, les limites quotidiennes 100 p. 100 du temps et les quantités autorisées pour les eaux pluviales 94 p. 100 du temps. La raffinerie a réduit tous ses rejets annuels, en particulier ses rejets d'ammoniac qui se rapprochaient le plus de la limite en 1983. Les rejets étaient encore inférieurs aux limites.

Shell (Burnaby). - Cette raffinerie de Shell utilise un système de traitement intermédiaire (unité de flottation à l'air dissous) et rejette son effluent dans le réseau d'égouts du District régional du Grand Vancouver. Les eaux pluviales sont traitées séparément à la raffinerie et rejetées dans le bras Burrard. La raffinerie est soumise aux directives.

En 1983, Shell a observé essentiellement toutes les limites sauf dans le cas d'un test de toxicité (8 p. 100 du temps). L'entreprise a prévu des installations pour ajouter un polyélectrolyte dans les eaux provenant du bassin d'ajustement du pH, surtout en vue d'améliorer l'efficacité de l'unité de flottation à l'air dissous. Les rejets dans les eaux pluviales ont également toujours respecté les limites.

Dans l'ensemble, la raffinerie a toujours respecté les quantités mensuelles, les quantités quotidiennes et les limites concernant les eaux pluviales et s'est conformée aux quantités maximales quotidiennes 99 p. 100 du temps. L'entreprise a rapporté à peine 25 p. 100 des tests demandés. Tous les rejets annuels étaient inférieurs aux limites autorisées.

En 1984, la raffinerie a connu une performance similaire, quoique la limite concernant les matières solides totales dans les eaux pluviales ait été dépassée 8 p. 100 du temps et qu'un test de toxicité des eaux de traitement ait donné des résultats positifs.

La plupart des rejets annuels ont augmenté en 1984 par rapport à 1983, mais ils sont restés inférieurs aux limites.

Chevron (North Burnaby). - Chevron est la seule raffinerie dans la région qui a un statut de raffinerie améliorée selon les directives. La raffinerie utilise deux systèmes de traitement séparés pour les eaux usées de traitement et les eaux pluviales. Le système de traitement des eaux usées comprend une unité de flottation à l'air dissous (traitement intermédiaire), et l'effluent est rejeté dans le réseau d'égouts du district régional du Grand Vancouver. Les eaux pluviales subissent un traitement similaire mais sont toutefois rejetées dans le bras Burrard.

De nombreux rejets ont dépassé les limites en 1983, dans le cas des phénols, des huiles et graisses, des matières totales en suspension et, dans une moindre mesure, du pH. Les rejets concernant les eaux pluviales ont toujours été inférieurs aux limites. Les rejets mensuels élevés de phénols ont été causés en partie par une défectuosité de l'épuiseur d'eau acide et du système de traitement de l'essence à la soude caustique. Chevron a installé à la fin de 1983 un nouveau système de traitement de l'essence en milieu solide pour les essences de craquage catalytique qui a contribué à réduire de 23 p. 100 les rejets de phénols en 1984. Les quantités mensuelles d'huiles et graisses et de matières totales en suspension ont été dépassées, et plusieurs rejets ont dépassé les quantités maximales quotidiennes autorisées. L'accumulation d'une grande quantité de matières solides dans le déshuileur a provoqué les rejets élevés d'huiles et graisses et a peut-être été responsable d'une partie des rejets élevés de matières totales en suspension. Après un nettoyage du déshuileur, les rejets d'huiles et graisses ont diminué à un niveau inférieur à la limite, mais les rejets de matières totales en suspension n'ont pas diminué d'autant. Le pH de l'effluent ne se situait pas dans les limites admises. Les fluctuations prononcées du pH constituaient un problème chronique pour Chevron depuis 1979. Un système à la diéthanolamine (DEA) a été installé pour permettre une élimination supplémentaire du soufre, ce qui permet de mieux ajuster le pH.

En 1983, Chevron a observé les quantités mensuelles 83 p. 100 du temps, les quantités quotidiennes 98 p. 100 du temps, les quantités maximales quotidiennes 92 p. 100 du temps et les limites concernant les eaux pluviales 100 p. 100 du temps. Chevron n'a rapporté que 22 p. 100 des tests demandés. Les rejets annuels de phénols dans les eaux de traitement étaient supérieurs à la limite autorisée, mais tous les autres rejets annuels (y compris ceux dans les eaux pluviales) étaient inférieurs aux limites.

La performance globale s'est améliorée en 1984. Chevron a observé les quantités mensuelles 90 p. 100 du temps, les quantités quotidiennes 100 p. 100 du temps et

les quantités maximales quotidiennes et les limites concernant les eaux pluviales plus de 97 p. 100 du temps. Dans les eaux de traitement, seuls les phénols et le pH ont dépassé les limites autorisées. Les quantités mensuelles pour les phénols ont été dépassées 50 p. 100 du temps à cause de fuites dans la canalisation du système de collecte de l'eau phénolique. La limite concernant le pH n'a été dépassée que 2 p. 100 du temps. Un rejet d'huiles et graisses a également dépassé la limite concernant les eaux pluviales. La plupart des rejets annuels ont légèrement diminué, quoique les rejets de phénols dans les eaux de traitement soient encore supérieurs à la limite autorisée. Tous les autres rejets annuels étaient inférieurs aux limites.

5 DÉCHETS SOLIDES ET BOUES

5.1 Réglementation

Les provinces et les municipalités réglementent l'élimination des déchets solides dans les décharges. Il existe également certains systèmes de contrôle pour ces installations et les terrains d'épandage, qui doivent permettre de prévenir tout risque pour la santé et protéger les eaux souterraines. Il n'y a pas de réglementation provinciale propre aux raffineries de pétrole, mais certaines provinces (par ex. la Colombie-Britannique) possèdent des directives. Au Québec, les raffineries sont soumises au *Règlement sur les déchets solides*[15] et au *Règlement sur les déchets dangereux*[16] pour la gestion de leurs déchets. Certaines provinces incorporent les pratiques de gestion des déchets solides aux permis d'utilisation de l'eau ou d'épandage. Il n'existe pas encore de législation fédérale contrôlant l'élimination des déchets solides.

5.2 Quantités et caractérisation des déchets générés

Le tableau 31 présente la composition moyenne signalée (% en poids) en huile, eau et matières solides de certains des déchets. Il y a eu des études pour essayer de caractériser les constituants chimiques de certaines boues huileuses de raffineries. La documentation scientifique présente généralement davantage d'information sur les concentrations de métaux à l'état de traces que sur les matières organiques. Cela s'explique par le fait que les méthodes pour l'analyse des matières organiques à l'état de traces dans les boues viennent juste d'être mises au point et doivent encore être perfectionnées. Les résultats des analyses de boues qui peuvent convenir à l'épandage ont montré que les métaux à l'état de traces comme le fer, le chrome, le plomb, le zinc, le cuivre et le vanadium semblent présents en plus fortes concentrations (que dans d'autres résidus de raffineries) dans les boues du séparateur API, la mousse de flottation, les boues biologiques et les boues des étangs. D'après l'information limitée sur les composés organiques présents dans les boues, les produits suivants peuvent être relevés: les substances volatiles comme le benzène, le toluène et l'éthylbenzène; les produits extractibles à l'acide comme les phénols et les phénols alkylés; enfin les produits basiques-neutres, comme les HAP (hydrocarbures aromatiques polynucléaires) et les n-alcanes se situant dans l'intervalle C_{10} à C_{30}. Les concentrations de ces substances à l'état de traces, que l'on retrouve dans les boues éliminées par épandage, ont été réunies dans le cadre d'une étude de la documentation[17].

Une étude a été effectuée par l'APCE pour déterminer les quantités de déchets produits par les divers procédés de raffinage. L'étude portait sur l'année 1978, et

TABLEAU 31 COMPOSITION MOYENNE EN HUILES, EN EAU ET EN MATIÈRES SOLIDES DE CERTAINS TYPES DE RÉSIDUS DE RAFFINERIES

Type de résidu	Composition moyenne ou extrêmes (% en poids)		
	Huile	Eau	Matières solides
Boues de dessalage	25,5	53	21,5
Catalyseur de craquage épuisé, coke thermique, catalyseur de l'hydrocraquage, fines de coke			100
Acide sulfurique usé (90 % de H_2SO_4)		10	
Alumine épuisée			100
Huiles acides	50 à 100	0 à 50	
Boues du puits de neutralisation	0,5	66,5	33
Phénols caustiques*	1 à 35	86 à 97	0 à 12
Sulfures caustiques*	0 à 5	77 à 100	5 à 23
Produits caustiques (autres)*	5 à 15	90 à 100	0 à 10
Acide usé*		99 à 100	0 à 1
Boues DÉA/MÉA*		70 à 99	1 à 40
Argile et sable usés, soufre hors spécification, filtres			100
Résidus de glycol des opérations BTX* (90 % de glycol)		10	
Solvants des opérations BTX	80	10	10
Résidus de la production de lubrifiants et de graisses	85 à 100	4 à 50	0 à 15
Asphalte (déversements accidentels et hors spécifications)	60 à 100		0 à 40
Charbons actifs usés	0 à 15	0 à 15	70 à 100
Boues des séparateurs API	7,5	62	30,5
Mousse de flottation	6	90	4
Boues biologiques	0,5	94,5	5
Dépôts de bassin	3	75	22
Limon pluvial	7	35	58
Lavage par reflux des filtres	11	66	23
Suie et scories de la chaudière			100
Boues sans plomb	43	12	45

* Résidus aqueux.

38 raffineries ont fourni des estimations sur les déchets générés durant l'année et les pratiques d'élimination adoptées. On présente ci-après un résumé de l'information réunie par l'APCE[18].

5.2.1 Fractionnement du pétrole brut. - Les seuls déchets significatifs générés par le fractionnement du brut étaient les boues de dessalage. Ces boues renferment des huiles émulsifiées, et parfois des huiles à l'état libre, de l'ammoniac (pour réduire la corrosion), des phénols, ainsi que des matières en suspension et des matières dissoutes. En tout, 19 raffineries ont produit 113,9 t (poids sec) de boues de dessalage en 1978.

5.2.2 Procédés de craquage. - Les procédés de craquage comprennent le craquage catalytique sur lit fluidisé, la cokéfaction et l'hydrocraquage. Les déchets générés sont le catalyseur épuisé, ainsi que les fines de catalyseur et de coke. En 1978, les 18 usines qui possédaient des unités de craquage catalytique sur lit fluidisé ont produit 2929 t de catalyseur de craquage épuisé; les quatre usines avec des unités de cokéfaction avaient 226 t de résidus; enfin, les cinq raffineries possédant des unités d'hydrocraquage généraient 242,1 t de catalyseur d'hydrocraquage épuisé.

5.2.3 Alkylation. - Le procédé d'alkylation qui utilise l'acide sulfurique comme catalyseur produit des résidus aqueux d'acide et de soude caustique épuisés. Les six raffineries qui employaient ce procédé ont produit en, 1978, 30,4 kt d'acide épuisé (H_2SO_4 à 90 %) et 4,35 kt de soude caustique épuisée. Le second type de procédé d'alkylation est celui qui fait appel à l'acide fluorhydrique comme catalyseur. Sept raffineries utilisaient ce procédé et ont produit: 188 t d'alumine épuisée (solide à 100 %); 426 t de soude caustique, d'acide et de KOH (résidus aqueux) épuisés; trois usines ont signalé 201 t d'huiles acides; quatre raffineries ont déclaré 120 t de boues de puits de neutralisation; des déchets divers, comme des tamis moléculaires, de l'argile épuisée et de la silice, totalisant 35 t (selon le rapport de l'une des raffineries).

5.2.4 Conversion. - Le catalyseur épuisé est constitué des produits résiduels générés lors des trois procédés de conversion (essence de polymérisation, hydrotraitement et reformage). En 1978, quinze raffineries ont produit 635 t de catalyseur résiduel provenant du procédé de l'essence de polymérisation. Vingt raffineries ont déclaré 182 t de catalyseur d'hydrotraitement, et dix-sept raffineries ont signalé 78,5 t de résidus catalytiques provenant de l'unité de reformage. Six raffineries ont indiqué une quantité de 298,6 t pour différents types de résidus catalytiques.

5.2.5 Procédés de traitement. - La majeure partie des résidus générés par les procédés de traitement est une solution aqueuse de soude caustique. Dix-huit raffineries

ont produit 18,0 kt de résidus phénoliques caustiques en 1978. Les résidus sulfurés caustiques signalés par quinze raffineries s'élevaient à 5,88 kt. D'autres résidus caustiques atteignaient 8,57 kt (provenant de 9 usines). L'acide épuisé produit par deux usines se chiffrait à 61,98 t. Dix usines produisaient 219,9 t de boues de diéthanolamine et de monoéthanolamine (DÉA, MÉA). Les résidus solides générés par ce procédé comprenaient de l'argile et du sable usés, du catalyseur de Claus, et d'autres produits comme du soufre non conforme aux spécifications et des produits de nettoyage des filtres. Dix raffineries ont produit 392 t d'argile et de sable usés, et 113,6 t de catalyseur de Claus. Trois usines ont déclaré 42 t d'autres types de déchets, comme ceux décrits précédemment.

5.2.6 Procédés spéciaux. - Les procédés spéciaux comprennent la production de benzène, toluène et xylène (BTX), de lubrifiants, de graisses et d'asphaltes. Cinq raffineries produisant des BTX ont généré, en 1978, 114 t d'argile usée (solides) et 65,8 t de glycol et de résidus (aqueux) de la régénération de solvant. Le même nombre d'usines a déclaré les résidus suivants provenant de la production de lubrifiants et de graisses: 1,62 kt d'huiles usées, de boues cireuses, de lubrifiants non conformes aux spécifications et de produits de lavage de la chaudière; 136 t de boues argileuses; 49,9 t de graisses résiduelles et d'autres non conformes aux spécifications. Certains des résidus de la production d'asphalte résultent de déversements accidentels. Seize raffineries ont signalé 332,7 t de ce type de résidu. Six raffineries ont produit 4,76 kt d'asphaltes non conformes aux spécifications. De plus, la production d'asphalte engendrait 4,3 t de charbon actif épuisé, 12,7 t de résidus de nettoyage, et 10,6 t de résidus d'asphalte fondus provenant de réservoirs.

5.2.7 Traitement de l'effluent. - Le traitement des eaux usées produit diverses boues qui renferment une certaine quantité d'huile et de matières solides. Les boues des déshuileurs qui sont régulièrement retirées du fond du séparateur d'huile, renferment des huiles, de l'eau, de la rouille, du sable et de la boue proprement dite. Trente-trois raffineries ont signalé 5,58 kt de ce type de boues en 1978. La mousse de flottation, qui est produite par l'unité d'aéroflottation, renferme principalement de l'eau, avec un peu d'huile, des matières solides et, dans certains cas, des coagulants ou floculants chimiques. Treize raffineries généraient 13,1 kt de cette mousse. Les boues biologiques sont retirées continuellement (à faible débit) du système de traitement biologique pour éviter l'accumulation de quantités excessives de boues activées. Les boues renferment une grande quantité d'eau, avec une biomasse microbienne, des particules, des huiles et des matières dissoutes. Quatorze raffineries produisaient 18,2 kt de ce type de boues. Dix-huit

raffineries généraient 8,48 kt de boues de bassin de décantation. La vase entraînée par les eaux pluviales représentait 1,63 kt (pour neuf usines). Trois raffineries ont signalé 4,04 t de résidus de lavage des filtres. Divers résidus, comme des rejets d'émulsions et des boues aqueuses, ont également été produits à raison de 369 t.

5.2.8 Traitement de l'eau. - L'eau d'alimentation est traitée à divers degrés, selon la situation géographique de l'usine. Pour 22 usines, les morceaux de chaux et les matières solides de la floculation se chiffraient à 16,9 kt en 1978. Les boues de la colonne d'eau de refroidissement atteignaient 3,78 kt dans 17 usines. Dix raffineries ont signalé 458 t de déchets récupérés dans l'eau d'approvisionnement. Les déchets divers, comme les résines de zéolite et les filtres, atteignaient 177 t.

5.2.9 Résidus de stockage. - Pendant le stockage du pétrole brut, l'eau et les matières en suspension se séparent et s'accumulent ensemble sous la couche huileuse en formant des boues de fond. Le stockage des produits finis peut également entraîner la formation de boues avec ou sans plomb, selon la nature du produit stocké. En 1978, dix-sept raffineries ont déclaré 35,3 t de boues renfermant du plomb. Les boues sans plomb ont été évaluées à un montant total de 8,39 kt pour 27 raffineries. Seules six raffineries ont signalé 1,14 kt de boues de fond aqueuses, de nature caustique-phénolique.

5.2.10 Dispositifs d'alimentation en combustible. - Les dispositifs d'alimentation en combustible ont produit 784 t de suie et de scories de chaudières (pour 14 raffineries) en 1978. Mais, ce chiffre ne comprend pas les 502 t de résidus de même nature qu'on estime être libérés dans l'atmosphère chaque année.

5.2.11 Déchets divers. - Les opérations d'entretien et de mise hors service produisent également certains résidus évalués en 1978 à 16,3 kt. Les déchets généraux se chiffraient à 10,2 kt; les métaux à 934 t; les résidus huileux à 7,4 t; et les produits de déversements accidentels signalés par deux raffineries à 952 t.

5.3 Techniques d'élimination des déchets

Parmi les techniques d'élimination des déchets des raffineries de pétrole, on peut citer les suivantes: enfouissement, épandage, récupération-réutilisation, incinération, injection en puits à grande profondeur, et d'autres encore, comme la solidification et la fixation chimique.

La proportion des résidus de raffineries qui ont été éliminés par les diverses techniques s'établit comme suit:

	Déchets totaux		
	Masse totale	Base sèche	Déchets aqueux
Enfouissement	35,7 %	74 %	
Épandage	17,8 %	15 %	
Récupération-réutilisation	29,7 %	8 %	72,4 %
Incinération	6,9 %	3 %	3,3 %
Injection en puits profond	1,4 %		4,3 %
Autres méthodes	8,5 %		19,7 %*

* Traitement et évacuation avec l'effluent.

Une autre étude, menée en 1985 par l'APCE[20], visait à identifier les divers types de déchets générés par l'industrie du raffinage du pétrole ainsi que les méthodes d'élimination employées. Les déchets n'ont pas été quantifiés mais plutôt répartis en trois classes: faible quantité (0 à 1 t/an), quantité moyenne (1 à 100 t/an) et quantité importante (plus de 100 t/an). Au total, 55 types de déchets ont été identifiés. La récupération, l'épandage et l'enfouissement constituaient les méthodes les plus courantes pour éliminer les déchets ou réduire leur volume. L'injection en puits à grande profondeur et l'incinération ne servaient à éliminer qu'une petite quantité de déchets.

5.3.1 Enfouissement en décharge contrôlée. - L'enfouissement est un système en majeure partie anaérobie (sans oxygène), dans lequel les déchets solides ou les boues sont disposés par compactage et recouverts d'une couche de terre. Les diverses mesures suivantes peuvent être prises pour protéger les eaux souterraines: choix d'une surface géologique favorable; emploi de barrières imperméables (par ex. argile ou matériaux de polymères synthétiques); installation d'un système de collecte et de traitement du lixiviat; mise en place d'un programme de surveillance des eaux souterraines. Comme de récentes recherches l'ont montré, certains produits chimiques présents dans une décharge donnée peuvent modifier les propriétés de l'argile, et la rendre très perméable[19]. Le type de déchets à éliminer, dictera le degré de spécialisation de l'installation d'élimination.

D'après une étude effectuée en 1978 par l'APCE, 69,8 kt de déchets ont été éliminés par enfouissement cette année-là. Plus de 80 p. 100 de ces déchets étaient constitués des éléments suivants: déchets généraux; résidus inertes divers provenant de

l'entretien et de l'arrêt des opérations; chaux et matières solides de la floculation provenant du traitement de l'eau; boues biologiques du traitement de l'effluent.

5.3.2 Épandage. - Il s'agit d'une technique d'élimination des déchets, qui consiste à appliquer certains types de boues huileuses sur les couches supérieures du sol, de façon que les microorganismes de ce dernier dégradent les constituants organiques des déchets, en en réduisant à la fois la masse et la toxicité. Les boues sont d'abord appliquées de façon uniforme sur le terrain d'épandage, où on les laisse sécher. Elles sont ensuite mélangées aux 15 à 20 cm supérieurs de sol à l'aide de machines comme le pulvériseur à disques et le motoculteur rotatif. Cette étape de mélange est répétée toutes les deux à quatre semaines jusqu'à biodégradation complète, de façon que les microorganismes reçoivent assez d'oxygène et que le mélange des boues soit uniforme. De petites quantités d'engrais peuvent être ajoutées pour améliorer l'efficacité de la biodégradation des hydrocarbures. Une fois la biodégradation terminée, on peut de nouveau procéder à l'épandage des boues. Pour protéger les eaux souterraines et de surface contre l'infiltration ou le ruissellement, il faut mettre en oeuvre des mesures de surveillance et contrôler l'application des boues.

L'emploi de l'épandage est de plus en plus répandu, comme solution de remplacement de l'enfouissement en décharge contrôlée pour les résidus biodégradables de raffinerie. En 1978, 34,5 kt de résidus ont été éliminés grâce à cette technique. La majorité des résidus provenait du traitement de l'effluent et de l'eau, et des boues huileuses du fond des réservoirs.

5.3.3 Récupération-réutilisation. - La récupération est la régénération de certains constituants utiles présents dans les résidus, effectuée par un re-traitement (par ex. distillation). Il y a réutilisation lorsque les résidus sont directement, ou après de très légères modifications, réutilisés comme matières premières. Chaque fois que c'est avantageux du point de vue économique, certains résidus sont récupérés pour leur réutilisation à l'intérieur de la raffinerie, ou pour leur vente à d'autres établissements. En 1978, les raffineries ont récupéré en tout 58,1 kt de catalyseurs, d'acide d'alkylation, de produits caustiques épuisés, et de rebuts métalliques. Il faut, cependant, remarquer que ce chiffre ne comprend pas les importantes quantités d'huiles récupérées dans les rejets de fabrication et dans le système de traitement de l'effluent. Des recherches sont actuellement en cours pour étudier la récupération d'huiles présentes dans les boues huileuses de raffinerie.

5.3.4 Incinération. - Lorsqu'il n'y a pas d'autres solutions, l'incinération est principalement effectuée à l'extérieur par des sous-contractants. Les déchets liquides sont

généralement introduits dans les chambres d'incinération par l'intermédiaire de jets de brûleur, et si leur pouvoir calorifique n'est pas suffisant, il faut du combustible supplémentaire. Il y a combustion complète lorsque les matières organiques sont converties principalement en eau et en anhydride carbonique. Il peut se former d'autres produits, comme les oxydes de soufre et les oxydes d'azote. Des substances minérales sont concentrées dans le résidu (cendres de fond et cendres volantes). Si l'incinérateur n'est pas soigneusement conçu et exploité, il y a risque de formation de produits intermédiaires. Certains de ces produits peuvent être très dangereux. En 1978, 13,8 kt de résidus de raffinerie ont été incinérées. Ces résidus étaient principalement constitués de mousse de flottation et de boues biologiques du traitement de l'effluent, ainsi que de produits caustiques épuisés.

5.3.5 Injection en puits à grande profondeur. - L'élimination de certains types de résidus aqueux par injection en puits profond n'est permise qu'en Alberta. Généralement, les résidus sont traités préalablement et pompés dans des formations géologiques appropriées, à des profondeurs variant entre 300 et 3600 mètres pour le confinement des résidus. L'injection doit se faire dans certaines conditions (pression d'injection, équipement approprié, choix d'un site adéquat), de façon à empêcher la migration latérale ou verticale des résidus, et ainsi éviter la contamination des eaux souterraines. La plupart des résidus injectés en 1978 étaient des produits caustiques épuisés provenant des procédés de traitement, et certains résidus consistaient en eau acide épuisée et en effluents de l'unité de dessalage. La quantité totale de résidus s'élevait à 2,7 kt pour cette année-là.

5.3.6 Autres méthodes. - Parmi les autres techniques d'élimination, on peut citer la solidification et le lagunage. La solidification ou fixation chimique est une méthode par laquelle des produits chimiques sont ajoutés aux déchets pour les solidifier, et ainsi détoxiquer ou limiter la solubilité de tout constituant dangereux présent dans le résidu. Cette méthode n'a été utilisée que parcimonieusement comme technique de traitement des résidus huileux. Le lagunage n'est qu'une solution temporaire et requiert de grandes surfaces de terrain pour recevoir les résidus (rarement utilisé de nos jours). Dans l'étude de 1978, 16,8 kt de résidus (provenant principalement des procédés de traitement) ont été éliminés par ces méthodes, ou par des techniques non spécifiées. Deux tiers de ces résidus ont été traités dans les systèmes d'épuration des effluents.

5.4 Risques environnementaux associés aux méthodes d'élimination

5.4.1 Enfouissement. - Une décharge contrôlée est une source potentielle d'émissions gazeuses, et elle constitue un risque de contamination des eaux de surface et des eaux souterraines, en raison de la migration du lixiviat. Les risques environnementaux peuvent être minimisés grâce à un certain nombre de mesures, comme les suivantes:

a) emplacement approprié (zone à faibles précipitations, éloignée des puits d'eau potable et des eaux souterraines de qualité; sol peu perméable, etc.);

b) système d'enfouissement bien conçu (revêtement protecteur, barrière de sol, fossé de drainage, etc.);

c) caractérisation des déchets pour permettre leur prétraitement et(ou) leur séparation (afin d'éviter les réactions chimiques dans le sol de la décharge);

d) système adéquat de récupération/traitement/élimination pour le lixiviat et les gaz de la décharge;

e) système de surveillance à long terme de la qualité de l'eau souterraine et de l'air dans le voisinage de la décharge.

Ces mesures sont plus sévères lorsqu'il s'agit de déchets dangereux, et elles le sont moins pour les autres types de déchets.

5.4.2 Épandage. - Comme pour toute méthode d'élimination qui suppose un contact direct des résidus avec le sol, des pratiques d'épandage mal adaptées peuvent provoquer la contamination des eaux de surface et des eaux souterraines, ainsi que la formation d'odeurs et la destruction de la végétation locale. Il faut tenir compte des facteurs suivants pour minimiser les risques pour l'environnement: propriétés de biodégradation des résidus et du sol; caractéristiques hydrologiques de l'emplacement; climat; teneur en métaux lourds des résidus; taux d'application. De plus, il faut contrôler le ruissellement de surface, surveiller la qualité de l'eau souterraine (ainsi que celle de l'air, si nécessaire), et veiller à un apport adéquat en éléments nutritifs.

Le peu d'information dont on dispose sur les émissions de gaz provenant des terrains d'épandage laisse supposer que les émissions d'hydrocarbures ne sont pas significatives. Les métaux contenus dans les résidus s'accumuleront dans le sol, plutôt que de se biodégrader. L'accumulation de chrome, de plomb, de zinc, de nickel, de cuivre et de vanadium représente un risque environnemental, et peut limiter la durée de vie utile d'un terrain d'épandage d'une raffinerie.

Des recherches ont été effectuées récemment pour l'APCE par le Centre technique des eaux usées d'Environnement Canada, dans le but de déterminer le devenir des hydrocarbures aromatiques polynucléaires (HAP) lorsqu'ils sont éliminés par épandage[21]. Une étude sur le terrain est présentement en cours pour confirmer les résultats

obtenus en laboratoire. Ces hydrocarbures constituent un groupe de produits chimiques organiques, présents dans certains déchets industriels (y compris ceux provenant des raffineries de pétrole). Certains d'entre eux sont toxiques, cancérigènes et(ou) mutagènes; ceux dont la masse moléculaire est la plus élevée persistent dans le sol et les sédiments et entraînent une bio-accumulation chez les organismes aquatiques. Les résultats des études en laboratoire révèlent les points suivants:

a) selon la teneur en HAP des résidus, ainsi que le taux et la fréquence des applications, il peut y avoir accumulation de HAP dans le sol des terres qui servent à l'épandage;

b) la biodégradation des HAP (benzo(α)pyrène) dans le sol des terrains d'épandage était plus élevée que dans un sol agricole ordinaire, en raison de l'augmentation de la population microbienne, de la teneur en carbone, ainsi que l'acclimatation préalable des microorganismes; la dégradation est accélérée grâce à l'addition d'agents nutritifs (azote et phosphore);

c) il est possible de dégrader les HAP récalcitrants (de masse moléculaire élevée) grâce à un épandage approprié et surveillé;

d) d'autres études sont nécessaires pour trouver les méthodes d'épandage qui permettraient de maximiser la biodégradation des HAP et pour déterminer la toxicité et le devenir des éventuels métabolites.

5.4.3 Incinération. - Les dangers pour l'environnement associés à l'incinération sont les émissions dans l'atmosphère, les déchets solides et la pollution de l'eau.

Les émissions atmosphériques comprennent les produits particulaires et gazeux de la combustion. Ces émissions peuvent être réduites par post-combustion (pour diminuer la formation de composés organiques imbrûlés pouvant être cancérigènes), précipitation, lavage et(ou) filtration (pour les particules et les produits de la combustion).

Normalement, les cendres produites par la combustion ne renferment pas de contaminants organiques, mais elles peuvent contenir divers sels, métaux et autres produits non combustibles, et elles doivent donc être éliminées de façon appropriée (généralement dans une décharge contrôlée approuvée).

Les systèmes de lavage pour l'épuration des gaz et l'eau employée pour l'extinction des cendres produisent un effluent liquide, acide ou alcalin, qui peut renfermer de fortes concentrations de sels ou d'autres substances minérales. Cet effluent liquide doit être traité avant son évacuation, pour empêcher la pollution de l'eau.

5.4.4 Injection en puits à grande profondeur. - Cette technique constitue une méthode d'élimination finale pour certains déchets liquides (par exemple, les acides, les bases, les alcools, les solvants et les sels). Le risque de contamination de l'eau souterraine peut résulter de défauts géologiques de défaillances mécaniques ou d'une identification

inadéquates des propriétés des résidus. Les défauts géologiques sont les plus graves, car les résidus pourraient migrer latéralement ou verticalement à partir de la formation d'élimination prévue. Ces défauts sont le résultat du mauvais choix de l'emplacement ou d'une pression d'injection excessive. Les défaillances mécaniques sont dues à de mauvaises techniques d'injection qui entraînent des défectuosités dans l'équipement. Lorsque les propriétés des résidus n'ont pas été correctement identifiées avant l'injection, il peut s'ensuivre une perte ou une diminution de l'imperméabilité de la formation géologique (dues à un colmatage physique du puits d'injection, ou à des réactions chimiques ou biologiques) avec, comme conséquence, la migration des résidus. Tous ces inconvénients peuvent être évités grâce à un choix judicieux de l'emplacement, à des techniques d'exploitation efficaces, et à des analyses des résidus dans des conditions de formation géologique simulées pour en déterminer les propriétés.

5.4.5 Solidification. - D'après les recherches actuelles, il n'y a pas lessivage significatif de composés inorganiques provenant de déchets qui ont été solidifiés. Cependant, il faudra d'autres études pour déterminer si un faible lessivage persiste sous l'effet de l'érosion et après un stockage à long terme dans une décharge. Ce type d'élimination doit être effectué avec précaution pour éviter tout contact avec des déchets incompatibles et le lessivage éventuel de contaminants. On atténuera ainsi les risques de contamination des eaux de surface et des eaux souterraines.

6 ÉTUDES PORTANT SUR L'INDUSTRIE

6.1 Contaminants à l'état de traces dans les effluents de raffineries de pétrole

Depuis le milieu des années 70, des organismes environnementaux des États-Unis et du Canada et certaines associations industrielles (API* et APCE) se sont intéressés à la présence de contaminants à l'état de traces dans les effluents industriels. Au Canada, l'APCE et Environnement Canada ont commandé un certain nombre d'études pour enquêter sur la présence possible de contaminants à l'état de traces (à l'aide de la liste des polluants prioritaires de l'EPA**, États-Unis) dans les effluents de raffineries[22, 23, 24].

Dans le cas des métaux, la plupart des polluants de la liste de l'EPA ont été décelés dans les eaux du traitement intermédiaire, de même que, mais moins fréquemment et à des concentrations moindres, dans les effluents finals. Les concentrations des métaux polluants prioritaires suivants n'ont pas été considérées comme significatives eu égard aux réglementations existantes: antimoine, arsenic, cadmium, plomb, mercure, nickel et sélénium. Les métaux polluants prioritaires suivants n'ont jamais été décelés: béryllium, argent et thallium. Le zinc et le chrome ont généralement été décelés dans les effluents finals, souvent à des concentrations supérieures à 100 parties par milliard. En ce qui concerne les substances organiques, 80 p. 100 des composés de la liste des polluants prioritaires de l'EPA n'ont pas été décelés de façon régulière dans les eaux usées des raffineries. La plupart des substances régulièrement décelées sont généralement présentes dans le pétrole brut. Le tableau 32 présente sommairement les matières organiques qui ont été décelées.

Un système de traitement des eaux résiduaires bien exploité, et qui emploie les meilleures techniques de traitement praticables, réduit efficacement et parfois même élimine complètement les polluants organiques prioritaires présents dans les eaux usées, et concentre la plupart des métaux dans les boues d'épuration. Certains des polluants prioritaires ont été, néanmoins, décelés dans les effluents finals. Les paramètres classiques, comme les huiles et graisses, le carbone organique total, les matières en suspension et les phénols (totaux), constituent un bon indice de l'efficacité du traitement des eaux usées d'une raffinerie.

---

* API - American Petroleum Institute.
** EPA - Environmental Protection Agency.

TABLEAU 32 SUBSTANCES ORGANIQUES DÉCELÉES DANS LES EAUX USÉES DE RAFFINERIES[22]

1. D'APRÈS LA LISTE DES POLLUANTS PRIORITAIRES	
Composés non décelés	La plupart des composés halogénés volatils Terphényles polychlorés Biphényles polybromés Chlorophénols et nitrophénols Nitrosamines Halogéno-éthers
Composés rarement décelés et non considérés comme appartenant aux procédés de raffinage	Biphényles polychlorés Composés halogénés - par ex. chloroforme, dichlorométhane
Composés fréquemment décelés dans les ETI* et parfois dans les effluents finals, à faibles concentrations (quelques parties par milliard)	Phtalates Hydrocarbures aromatiques polynucléaires
Composés décelés à de hautes concentrations dans les ETI*, et fréquemment ou régulièrement décelés, mais à concentrations réduites, dans les effluents finals	Benzène, toluène et éthylbenzène (composés aromatiques) Naphtalènes Phénols
2. AUTRES SUBSTANCES	
Décelées régulièrement dans les effluents	Hydrocarbures aliphatiques
Fréquemment décelées dans les effluents	Benzènes alkylés, naphtalènes, phénols
Décelées épisodiquement dans les effluents, à quelques parties par milliard	Hydrocarbures aromatiques polynucléaires alkylés Mercaptans Thiophènes Cétones Acétone Acides gras

* ETI: Eaux de traitement intermédiaire.

Les polluants prioritaires qui ont été décelés régulièrement ou fréquemment dans les effluents de raffinerie sont les suivants: chrome, zinc, benzène, toluène, éthylbenzène, naphtalènes et phénols. Les esters de l'acide phtalique et les hydrocarbures aromatiques polynucléaires n'ont été décelés que de façon épisodique, et à de très faibles concentrations. De nombreux autres composés organiques ont également été décelés; la plupart d'entre eux étaient des dérivés des matières organiques ci-dessus. La teneur en substances à l'état de traces, décelées dans les effluents de raffineries, était généralement inférieure aux normes de qualité de l'eau, publiées par divers organismes de réglementation, qui incluent entre autres les lignes directrices canadiennes sur l'eau potable, les normes de l'EPA relatives à l'approvisionnement en eau potable et la toxicité pour l'homme, les normes de l'EPA relatives à la toxicité du milieu aquatique, les normes de la Colombie-Britannique relatives aux effluents et les normes de l'Organisation mondiale de la santé. Les seules substances qui dépassaient parfois les normes étaient les suivantes: chrome, benzène, hydrocarbures aromatiques polynucléaires, esters de l'acide phtalique et phénols. À souligner encore une fois que les normes n'ont été dépassées qu'occasionnellement. Par exemple, le chrome dépassait la norme de Colombie-Britannique de 0,20 mg/l relative aux effluents dans cinq sur 29 échantillons. Le benzène dépassait la norme de l'EPA de 0,007 mg/l pour l'eau potable dans huit effluents sur un total de 29 points de rejets analysés. Dans tous les cas, les échantillons analysés ont été prélevés aux exutoires où l'effluent est habituellement dilué avec l'eau de refroidissement non recirculée (facteur de dilution d'approximativement 10).

Dans le système de traitement des eaux usées, le mécanisme le plus important pour la réduction des polluants prioritaires organiques se situe au niveau de l'élimination des huiles et graisses dans les séparateurs API et les unités de flottation par air dissous, suivie de la biodégradation biologique. L'adsorption aux boues ou l'évaporation dans l'atmosphère semblent, comparativement, des mécanismes d'élimination mineurs. Certaines boues (particulièrement les boues huileuses) peuvent renfermer d'importantes concentrations de polluants prioritaires, tant métalliques qu'organiques, et d'autres recherches devront être effectuées pour étudier l'élimination de ces boues.

6.2 Méthodes d'analyse prescrites dans le règlement et les directives sur les effluents des raffineries

Depuis l'entrée en vigueur du règlement et des directives du gouvernement fédéral en 1973, les méthodes d'analyse de certains des paramètres réglementés (huiles et graisses, phénols et azote ammoniacal) ont évolué. Deux éditions supplémentaires de la méthode APHA ont été publiées, et la 16^{e} édition est presque terminée. Certaines

raffineries, conformément aux exigences provinciales, ont fait appel aux 14e ou 15e éditions pour analyser leurs effluents. Afin d'évaluer les différentes méthodes, une étude conjointe APCE-Environnement Canada a été menée pour comparer les résultats analytiques qu'il serait possible d'obtenir avec les 13e et 15e éditions. Vingt échantillons ont été prélevés de l'effluent de six raffineries, à des jours différents pour chaque raffinerie. Trois laboratoires ont été choisis pour effectuer les analyses, chacun étant chargé de l'échantillonnage et de l'analyse des effluents de deux raffineries. Chaque échantillon a été divisé en quatre quarts; deux quarts ont été analysés grâce à la méthode de la 13e édition, et deux autres avec la méthode de la 15e édition.

Les résultats pour chaque paramètre peuvent se résumer comme suit: pour les huiles et graisses, il n'y avait pas de différence significative entre les deux méthodes; dans le cas des phénols, la 15e édition donnait des valeurs de 0 à 120 p. 100 plus élevées; pour l'azote ammoniacal, les résultats de cinq raffineries étaient de 2 à 34 p. 100 plus élevés avec la 15e édition, et l'une des raffineries accusait des résultats de 237 p. 100 plus élevés avec la 15e édition. Tant pour les phénols que pour l'azote ammoniacal, la corrélation entre les résultats des 13e et 15e éditions variait considérablement d'une raffinerie à l'autre; les valeurs correspondant à la 15e édition étaient généralement plus élevées que celles obtenues avec la 13e. Pour les huiles et graisses, il y a eu beaucoup moins de variation dans la corrélation entre les résultats pour chaque raffinerie, et les résultats ont montré qu'il y avait peu de différence entre les méthodes. Il faut cependant remarquer que chacun des laboratoires a éprouvé certaines difficultés avec la nouvelle méthode, et qu'il a fallu l'adapter pour effectuer les analyses. Et, même après cette adaptation, deux laboratoires ont signalé des problèmes au niveau de la reproductibilité de la méthode décrite dans la 15e édition.

Étant donné la variabilité des résultats et les problèmes analytiques rencontrés avec la 15e édition, il est très difficile de tirer quelque conclusion que se soit de cette étude. Aucune corrélation unique n'a été décelée entre les deux méthodes, si ce n'est des résultats généralement plus élevés avec la 15e édition pour les phénols et l'azote ammoniacal.

6.3 Eaux souterraines

L'eau souterraine peut être définie comme de l'eau se trouvant dans une zone saturée sous la surface du sol, qui se déplace (de quelques millimètres à plusieurs mètres par jour) dans les pores du sol (dans le sable, entre les roches ou dans la terre), ou dans des formations géologiques qui sont complètement saturées. L'eau présente dans des formations perméables souterraines, qui peut alimenter abondamment des puits et des

sources, est appelée formation aquifère, ou aquifère. Au Canada, il y a des formations aquifères dans toutes les régions peuplées du pays. Vingt-six pour cent de la population dépendent de l'eau souterraine pour leur approvisionnement en eau potable (le pourcentage est plus élevé dans les Maritimes et en Saskatchewan), et 38 p. 100 des municipalités s'approvisionnent partiellement ou exclusivement à des sources d'eau souterraine. De plus, l'agriculture utilise d'importantes quantités d'eau souterraine.

Les eaux souterraines sont essentiellement de juridiction provinciale. Lorsqu'elle est utilisée comme approvisionnement en eau potable, l'eau souterraine est soumise aux normes provinciales pour l'eau potable. Actuellement, certaines provinces sont en train de fixer des niveaux de qualité qui serviront à déterminer si l'eau souterraine est contaminée ou non et si elle doit être purifiée.

6.3.1 Sources de contamination des eaux souterraines. - La contamination des eaux souterraines peut être causée par les activités humaines suivantes: élimination des déchets municipaux ou industriels (par ex. enfouissement); pratiques agricoles (y compris l'application de pesticides); fuites dans des réservoirs de stockage souterrain (principalement ceux des stations-service); fosses septiques; épandage de sel sur les routes; épandage de résidus (production de pétrole et de gaz); fuites et déversements accidentels divers; injection de résidus en puits à grande profondeur; rejets des mines; etc. Jusqu'ici, l'importance de la contamination n'a pas été reliée à la source, mais on estime que les quatre principales sources de contamination des eaux souterraines sont les suivantes: les pratiques agricoles, les fuites des réservoirs de stockage souterrains, les fosses septiques et l'épandage de sel sur les routes.

Bien que l'industrie du raffinage du pétrole ne constitue pas une source majeure de contamination de l'eau souterraine, il y a risque de contamination locale autour de la raffinerie. Comme on l'a déjà vu dans les sections précédentes, les sources et causes d'une possible contamination de l'eau souterraine provoquée par les opérations de raffinage du pétrole sont les suivantes: déversements accidentels et fuites d'hydrocarbures (ou d'autres produits chimiques); élimination terrestre des résidus (enfouissement, épandage); lagunage des résidus (si les bassins ne sont pas suffisamment étanches); et injection des résidus en puits à grande profondeur. À remarquer que les décharges de résidus de raffineries sont normalement situées à l'extérieur du site de la raffinerie, et font partie d'un système de gestion des déchets du gouvernement local.

6.3.2 Devenir des composés organiques dissous dans l'eau souterraine. - L'essence qui pénètre dans le réseau d'eaux souterraines après un déversement accidentel (à la

raffinerie même), ou à la suite de fuites dans des réservoirs de stockage souterrains (station-service), constitue une menace grave pour la qualité de ces eaux. Les hydrocarbures les plus solubles entrant dans la composition de l'essence (benzène, toluène, éthylbenzène et xylène, soit les BTEX) font partie des produits les plus dangereux pour l'environnement. Ils peuvent donner une odeur ou un goût à l'eau à de très faibles concentrations (quelques microgrammes par litre). Le benzène est le plus soluble, et sa présence est particulièrement préoccupante à cause de ses effets cancérigènes chez l'homme. La phase non dissoute à la surface de zones saturées peut être relativement facile à récupérer; mais, les composés organiques dissous (BTEX) sont plus difficiles à récupérer. À de faibles concentrations, la majeure partie des BTEX sera normalement biodégradée par les bactéries aérobies (en présence d'oxygène), qui sont présentes dans l'eau souterraine. La quantité d'oxygène dissous dont disposent les bactéries limitera la biodégradation des BTEX. Lorsque d'importants volumes d'eaux souterraines sont contaminés par l'essence, l'oxygène diminue rapidement, et il y aura persistance des BTEX. Bien qu'une certaine quantité d'oxygène puisse être apportée jusqu'à la zone de contamination par des processus naturels de mélange (dispersion), le phénomène n'est peut-être pas assez important pour réduire de façon significative la quantité de BTEX. Les mesures correctives à prendre dans ces cas sont l'extraction et le traitement de l'eau souterraine contaminée, ou l'injection d'oxygène ou d'autres oxydants dans cette eau (sur place).

Des recherches actuellement en cours, parrainées par l'APCE et Environnement Canada, doivent permettre d'évaluer d'autres mesures correctives à appliquer sur place pour l'eau souterraine contaminée par les BTEX[25, 26]. Les essais en laboratoire ont montré qu'il y avait biodégradation des BTX (benzène, toluène, xylène) en présence d'oxygène ou de nitrates (un agent nutritif des bactéries), sans qu'il y ait accumulation de produits intermédiaires organiques potentiellement dangereux. Une expérience par injection sur le terrain est actuellement en cours pour confirmer les résultats des essais en laboratoire de l'addition de nitrates à l'eau souterraine contaminée par l'essence.

7 DÉSAFFECTATION DE SITES INDUSTRIELS

Comme on peut le voir au tableau 33, 14 raffineries en tout ont fermé leurs portes ces dix dernières années (1976-1986). Ces usines ont été soit fermées temporairement, soit mises hors service partiellement, soit désaffectées (le processus peut être en cours). La fermeture temporaire est une fermeture avec planification d'une réouverture future; lorsqu'il y a mise hors service partielle, une partie de l'usine, comme par exemple la section de traitement, est fermée, alors qu'une autre, comme la section des parcs de stockage, est convertie en un terminal de commercialisation de produits; la désaffectation suppose le démantèlement de l'équipement et l'aménagement du terrain pour utilisation future.

TABLEAU 33 LISTE DES FERMETURES DE RAFFINERIES (1976-1986)

Raffinerie	Lieu	Capacité m^3/d	Date de fermeture
B.P. Canada	Anjou (Québec)	11 900	Mai 1983
Gulf Canada	Point Tupper (N.-É.)	12 600	Sept. 1980
Gulf Canada	Kamloops (C.-B.)	1 510	Mai 1983
Gulf Canada	Calgary (Alberta)	2 050	Déc. 1983
Gulf Canada	Montréal (Québec)	11 770	Janv. 1986
Husky Oil*	Lloydminster (Alberta)	1 900	Mars 1983
Petro-Canada	Come-by-Chance (Terre-Neuve)	15 900	Mars 1976
Pétroles Esso	Montréal (Québec)	12 600	Oct. 1983
Shell Canada	Oakville (Ontario)	7 000	Juil. 1983
Shell Canada	Winnipeg, Saint-Boniface (Manitoba)	4 700	Oct. 1983
Texaco Canada	Edmonton (Alberta)	4 450	Mai 1984
Texaco Canada**	Port Credit (Ontario)	7 950	Janv. 1979
Texaco Canada	Montréal (Québec)	11 800	Sept. 1982
Ultramar Canada	Holyrood (Terre-Neuve)	12 000	Juin 1983

* Il s'agit là de l'ancienne raffinerie de Husky; une nouvelle raffinerie a été construite (et mise en service en 1983) au même endroit.

** Les unités aux BTX ont continué de fonctionner après janvier 1979.

7.1 Réglementation

La désaffectation de sites industriels est principalement de juridiction provinciale. Même si certains règlements fédéraux et provinciaux concernant le rejet d'eaux usées dans les eaux de surface et l'exploitation de décharges peuvent s'appliquer au nettoyage des sites industriels, l'Ontario est la seule province qui a établi des directives propres à la désaffectation des sites industriels. Le Québec et l'Alberta sont en train d'en élaborer, et les fermetures en cours sont traitées cas par cas. Le gouvernement fédéral, avec la collaboration de l'Ontario, du Québec et de l'Alberta, ainsi que celle des associations industrielles (chimiques et pétrolières - y compris l'APCE), est actuellement en train d'élaborer des méthodes qui pourraient servir à établir des normes de nettoyage propres à chaque site pour les usines désaffectées. Ce travail est dirigé par le Comité de gestion des déchets du Conseil canadien des ministres des ressources et de l'environnement. Lors de deux ateliers sur la désaffectation, parrainés en 1985 par le gouvernement fédéral, trois provinces et trois associations industrielles, on a classé la nécessité d'établir des normes de nettoyage pour les sites désaffectés au premier rang des priorités.

Les directives de l'Ontario[27] sont actuellement utilisées pour la désaffectation des raffineries. Ces directives traitent des divers aspects environnementaux, inhérents à une désaffectation, comme les suivants:

a) installations de traitement des résidus sur place;
b) études hydrogéologiques et pédologiques;
c) élimination des matériaux accumulés sur le terrain;
d) qualité de l'air et utilisation du terrain.

Les directives exigent que pendant la désaffectation, les rejets provenant des installations de traitement des résidus ne dépassent pas les concentrations précisées dans le permis d'exploitation de l'usine. Le document décrit les articles à inclure dans le programme d'études pédologiques et hydrogéologiques, et précise que les sols contaminés (concentrations dépassant les normes phytotoxicologiques) doivent être nettoyés et éliminés de façon appropriée. Les matériaux qui se sont accumulés sur le terrain ne doivent pas y rester, mais seront vendus ou éliminés de façon appropriée. Le degré de décontamination finale du sol dépendra de l'utilisation future du terrain.

7.2 Aspects environnementaux de la désaffectation

Monenco Consultant Ltd. a préparé pour Environnement Canada[28] un guide sur les aspects environnementaux de la désaffectation des sites industriels. Le guide était fait pour les raffineries de pétrole, ainsi que les usines de traitement de gaz naturel et les

industries de produits chimiques, mais les principes peuvent s'appliquer à d'autres industries. Seuls les éléments les plus importants du rapport seront examinés ci-après.

Pendant toute la durée de vie d'une usine, il y a accumulation de déchets liquides et solides, de boues et de dépôts provenant du traitement des eaux usées et du stockage des produits. De plus, des déversements accidentels et des fuites de substances chimiques, de produits finals et de produits secondaires du procédé peuvent avoir contaminé les lieux occupés par l'usine, soit le sol, les eaux de surface et les eaux souterraines. Il est donc possible qu'un programme de décontamination et de nettoyage soit nécessaire lors des activités de désaffectation comme le démantèlement des installations. Le but de ce programme est de rendre le site sûr du point de vue environnemental pour les utilisations futures proposées.

Il faut procéder par étapes pour identifier les problèmes environnementaux et nettoyer les lieux. Une fois prise la décision de désaffectation d'une usine, une évaluation du terrain de l'usine doit être faite pour localiser les aires pouvant être contaminées, et optimiser le programme d'échantillonnage et d'analyses. Cela suppose la collecte d'informations sur l'exploitation passée de l'usine (comme les pratiques de gestion des déchets et la manipulation de produits chimiques pendant la période où l'usine était en service). La prochaine étape consiste à examiner les lieux, c'est-à-dire à échantillonner et à analyser le sol, les eaux souterraines et, peut-être, les eaux de surface, pour déterminer l'étendue de la contamination. Cette évaluation doit être effectuée en plusieurs étapes, avec un programme initial d'échantillonnage de reconnaissance, suivi (si nécessaire) d'un programme d'analyses détaillées pour les secteurs critiques. À ce stade-ci, les critères de nettoyage doivent être élaborés en fonction des conditions particulières aux lieux, de façon à pouvoir déterminer l'étendue du nettoyage en vue d'une réutilisation du terrain ne présentant pas de risque. Après le choix des options de nettoyage et de restauration, le nettoyage proprement dit des lieux peut commencer. Pendant cette opération, il faut prendre des mesures pour protéger les travailleurs, et procéder à la collecte et au traitement des eaux usées générées. De plus, un échantillonnage et des analyses de confirmation sont nécessaires pendant le nettoyage pour s'assurer de l'efficacité du programme. Une fois les activités de nettoyage terminées, d'autres échantillonnages et des analyses sont nécessaires pour s'assurer qu'il ne reste pas de contaminants au-delà des normes fixées pour le nettoyage. Enfin, un programme de surveillance à long terme peut se révéler nécessaire pour déterminer l'efficacité du programme de nettoyage. Le degré de travail requis à chaque étape est fonction du degré de contamination du terrain.

Les organismes chargés de la réglementation pour l'environnement devront participer à l'ensemble du programme de désaffectation afin de s'assurer que les lieux

seront nettoyés pour la protection à long terme du milieu et une utilisation sans danger du terrain à d'autres fins. À chaque étape, il peut s'avérer nécessaire d'obtenir des autorisations auprès des organismes de réglementation.

Pour la préparation et la mise en oeuvre du plan de désaffectation, et pour mener à bien le programme de nettoyage, il faut tenir compte des préoccupations de la population environnante touchée. De plus, en informant de façon continue le public concerné sur l'état d'avancement des travaux de nettoyage, on dissipera les malentendus et les rumeurs, ce qui permettra de mener à bien les diverses activités du programme.

Certaines mesures préventives peuvent être prises pendant l'exploitation de l'usine ou avant sa construction, afin de réduire le coût et la complexité d'un nettoyage éventuel des lieux dans le futur. Pour une usine existante, les changements dans les méthodes d'exploitation auront un effet direct sur l'importance du nettoyage requis. Parmi ces méthodes, on peut citer la gestion appropriée des déchets; la surveillance des eaux souterraines et du sol de surface pour déceler toute contamination possible, et intervenir avant que le problème ne s'aggrave; la tenue et la mise à jour d'un inventaire détaillé des produits chimiques et des pratiques d'élimination des déchets; la préparation d'un rapport environnemental annuel. Pour les nouvelles usines, des facteurs prévoyant leur désaffectation future doivent être pris en considération lors du choix du terrain. Parmi ces facteurs, il y a la capacité du terrain à dégrader, neutraliser ou contenir les contaminants résultant de l'exploitation de cette usine. Il faut également tenir compte de ces mêmes facteurs lors du choix de l'emplacement des diverses unités de traitement. On peut intégrer dans l'aménagement d'une nouvelle raffinerie des caractéristiques de conception et d'exploitation ainsi que des pratiques de gestion des déchets de façon à prévenir ou contenir les rejets de contaminants dans l'environnement. La vérification environnementale régulière de toutes les opérations et procédures internes qui pourraient nuire à l'environnement se fait de plus en plus dans l'industrie et reflète une approche proactive et progressive d'une gestion judicieuse de l'environnement. Environnement approuve et encourage la vérification environnementale.

Selon une étude faite en 1984, 37 p. 100 des raffineries avaient un programme de vérification environnementale en place. Dans le but de promouvoir son utilisation, l'APCE a mis sur pied en novembre 1984 un atelier sur la vérification environnementale. Au cours de la même année, l'APCE a tenté d'établir un système de cotation pour l'évaluation de la vérification environnementale. Un des aspects du projet consistait à élaborer une méthode d'évaluation de la performance dans les cas où les niveaux de performances n'avaient pas été établis ou étaient inadéquats.

8 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Les conclusions et recommandations qui suivent sont fondées sur l'évaluation des éléments suivants: information recueillie grâce à des enquêtes dans l'industrie conduites par l'APCE et Environnement Canada, ou en vertu du règlement et des directives fédéraux; explications fournies par les raffineries de pétrole au sujet de problèmes rencontrés lors de l'exploitation de leur système de traitement des eaux usées; études environnementales effectuées par l'APCE et Environnement Canada pendant ces dernières années; techniques actuelles de dépollution. On n'a pas tenté de faire des études de faisabilité détaillées, et on n'a pas tenu compte des limitations économiques et légales, ni des exigences locales. Avec ces restrictions, les conclusions et recommandations suivantes peuvent être tirées de l'étude.

8.1 Conclusions

1) La majeure partie (96 p. 100) des émissions de monoxyde de carbone des raffineries proviennent des unités de craquage catalytique. Vingt de ces unités (sur 24) sont équipées de chaudières à CO qui permettent de réduire les émissions de CO.

2) L'anhydride sulfureux provient principalement des chaudières, des réchauffeurs des unités de traitement et des unités de craquage catalytique. Vingt raffineries récupèrent le soufre à partir d'hydrogène sulfuré, surtout par le procédé Claus (à deux ou trois étapes), et quatre d'entre elles possèdent une capacité de récupération supplémentaire grâce aux unités de gaz de queue.

3) Les réservoirs de stockage sont la principale source d'émissions d'hydrocarbures (86 p. 100). Les réservoirs à toit conique ne représentent que 11 p. 100 de la capacité de stockage, mais ils sont responsables de 72 p. 100 des émissions d'hydrocarbures de l'ensemble des réservoirs de stockage. Les émissions provenant des installations de chargement n'ont pas fait l'objet d'une évaluation; à noter, cependant, que le chargement en surface a presque complètement disparu, pour être remplacé par le chargement submergé, avec des pertes de vapeur moindres. Les installations les plus récentes utilisent le chargement par le fond, ce qui réduit encore davantage les émissions.

4) La consommation de combustible est responsable de la majeure partie des émissions d'oxydes d'azote.

5) La majeure partie (56 p. 100) des émissions de particules proviennent des régénérateurs des unités de craquage catalytique. Vingt-quatre raffineries possèdent un système de décontamination pour réduire ces émissions, et la plupart d'entre elles utilisent des cyclones internes (à deux ou trois étapes). Deux de ces raffineries utilisent en plus des précipitateurs électrostatiques.

6) Les raffineries continuent à améliorer la qualité de leurs effluents d'année en année, malgré que certains rejets dépassent encore les limites fixées par le règlement et les directives.

7) Les nouvelles raffineries bénéficient des techniques de traitement des eaux usées les plus récentes, et leur rendement est généralement supérieur à celui des raffineries plus anciennes.

8) Depuis 1972, il y a eu généralement une tendance à la baisse pour les rejets nets de tous les paramètres. Lorsqu'on compare les rejets de 1983 à ceux de 1980, il apparaît que la plupart des paramètres ont diminué de 21 p. 100 à 53 p. 100, excepté les rejets de sulfures, qui ont augmenté de 26 p. 100 (mais étaient quand même sous les limites). Les baisses ne résultaient pas toutes de la diminution de 20 p. 100 de la production.

9) La plupart des raffineries possèdent un système de traitement secondaire ou envoient leurs effluents à l'extérieur pour ce traitement.

10) Dans de bonnes conditions de fonctionnement, les systèmes de traitement des eaux usées dont disposent les raffineries devraient leur permettre de se conformer facilement aux limites prescrites par le règlement et les directives du gouvernement fédéral, et d'atteindre des concentrations qui sont bien inférieures à ces limites.

11) En général, les limites imposées par le règlement et les directives sont dépassées lorsque le système de traitement des eaux usées est surchargé ou éprouve des défectuosités mécaniques.

12) Dans de bonnes conditions de fonctionnement, les meilleures techniques praticables de traitement des eaux usées (utilisées dans la plupart des raffineries) permettent de réduire ou parfois même d'éliminer complètement les polluants organiques prioritaires présents dans les eaux usées, alors que la plupart des métaux se concentrent dans les boues.

13) Les concentrations de substances à l'état de traces, décelées dans les effluents de raffineries, dont le système de traitement est exploité adéquatement, se situent généralement en dessous des normes de qualité de l'eau, publiées par divers organismes de réglementation. Quelques exceptions ont été notées.

14) Des problèmes d'analyse (résultats non reproductibles) ont été rencontrés avec l'utilisation de la 15^{e} édition de la méthode APHA pour l'analyse des huiles et graisses, des phénols et de l'azote ammoniacal dans les effluents de raffineries.

15) Il n'existe pas de corrélation simple entre les résultats analytiques obtenus avec les 13^{e} et 15^{e} éditions de l'APHA; cependant, la 15^{e} édition semble donner des résultats plus élevés pour les phénols et l'azote ammoniacal.

16) D'après des travaux en laboratoire, la biodégradation des BTX dans les eaux souterraines peut se faire avec l'addition d'oxygène ou de nitrates. Ce processus est actuellement vérifié sur le terrain.

17) D'après une enquête industrielle de 1978, les méthodes d'élimination des déchets les plus courantes, utilisées par les raffineries, étaient l'enfouissement, suivi de la récupération-réutilisation et de l'épandage. Cependant, il semble que l'épandage remplaçait de plus en plus l'enfouissement.

18) Selon des études en laboratoire, il est possible de biodégrader les HAP récalcitrants grâce à un épandage approprié et surveillé. Une étude sur le terrain est présentement en cours pour confirmer les résultats obtenus en laboratoire.

19) Les risques pour l'environnement associés à chaque méthode d'élimination des déchets peuvent être minimisés si ces méthodes sont utilisées sous une stricte surveillance.

20) L'évaluation du besoin et de l'étendue du nettoyage pour une installation industrielle désaffectés (comme une raffinerie) nécessite une organisation séquentielle des activités de nettoyage de façon à s'assurer qu'elles soient toutes menées à bien, et que le nettoyage des lieux soit efficace et effectué de manière rentable.

8.2 Recommandations

1) Les raffineries devraient considérer les mesures suivantes afin de réduire leurs émissions:

- l'utilisation de chaudières à CO dans les quatre dernières raffineries possédant des unités de craquage catalytique;

- la désulfuration des résidus de distillation, ou le mélange de ce combustible avec une huile légère à faible teneur en soufre, de façon à réduire les émissions d'anhydride sulfureux (une réduction supplémentaire peut être obtenue grâce à l'utilisation d'unités pour les gaz de queue);

- l'installation de systèmes de récupération des vapeurs, connectés aux évents des réservoirs à toit conique, comme mesure temporaire, jusqu'à leur remplacement par des réservoirs à toit flottant;

- la ventilation des pompes et des compresseurs vers des torches (ou l'équivalent) pour réduire les émissions d'hydrocarbures; l'utilisation de joints étanches plans, simples ou doubles et leur entretien adéquat, pour réduire les fuites;

- la modification des techniques de combustion (contrôle des paramètres de fonctionnement) et une conception différente du four pour les nouvelles installations afin de minimiser la formation d'oxydes d'azote;

- l'emploi de systèmes à torches sans fumée, de précipitateurs électrostatiques là où c'est nécessaire, afin de réduire les émissions de particules; et l'emploi du gaz naturel (si possible) comme combustible de remplacement pour les chaudières et réchauffeurs;

- la collecte des gaz résiduels renfermant des composés malodorants, ainsi que la récupération ou la combustion de ces gaz (possibilité de les envoyer à l'usine de récupération de soufre).

2) Les raffineries devraient fournir un rapport contenant **toutes** les analyses exigées par le règlement et les directives du gouvernement fédéral. Même si les exigences relatives aux rapports diffèrent du palier provincial au palier fédéral, les **deux** types de rapports devraient être envoyés au gouvernement provincial.

3) Les raffineries devraient déclarer un taux de référence du brut révisé lorsque la moyenne arithmétique des taux de brut par jour de fonctionnement effectif durant deux mois consécutifs est de moins de 85 p. 100 du dernier TRB déclaré.

4) Le système de traitement des eaux usées devrait être maintenu en bon état de fonctionnement et être optimisé pour éliminer les polluants classiques et les polluants organiques prioritaires (qui sont normalement éliminés avec les polluants classiques). Pour atteindre ce but, il est proposé que des cours de formation (ou de perfectionnement) soient donnés aux opérateurs des installations de traitement d'eaux usées et que les conditions d'exploitation soient définies pour optimiser l'élimination des polluants biodégradables prioritaires.

5) Le règlement et les directives du gouvernement fédéral sur les effluents des raffineries devraient être révisés et mis à jour pour refléter les changements dans l'industrie, les méthodes d'analyse actuelles et la nouvelle importance accordée aux substances chimiques toxiques.

6) L'industrie devrait réviser sa gestion des déchets, ses méthodes et pratiques d'élimination et trouver les meilleures techniques d'élimination et technologies de pointe pour réduire ou éliminer les répercussions sur l'environnement.

7) D'autres études sont nécessaires pour caractériser les pratiques d'épandage qui maximiseraient la biodégradation des HAP et pour déterminer la toxicité et le devenir d'éventuels métabolites.

8) D'autres études sont également nécessaires pour évaluer la contamination possible des eaux souterraines par l'épandage et l'enfouissement contrôlé des déchets de raffineries.

9) Pour améliorer la performance environnementale de l'industrie et par conséquent réduire le coût et la complexité d'un nettoyage éventuel des lieux dans le cas d'une désaffectation, un certain nombre de mesures préventives peuvent être prises, à savoir:

   - une gestion appropriée des déchets, en mettant l'accent sur la prévention des déversements accidentels et des fuites;

   - la surveillance des eaux souterraines et du sol superficiel pour déceler toute contamination et prendre les mesures voulues avant que la situation ne s'aggrave;

   - la tenue et la mise à jour d'un inventaire des produits chimiques et des pratiques d'élimination des déchets;

   - la préparation d'un rapport environnemental annuel;

   - la prise en considération de facteurs, en prévision de la désaffectation, au moment du choix du terrain pour une nouvelle usine; cela comprend l'évaluation de la capacité du terrain proposé pour l'usine à dégrader, neutraliser ou contenir les contaminants provenant de l'exploitation de l'usine; il faut également tenir compte de ces facteurs au moment du choix de l'emplacement des diverses installations de traitement. De plus on peut intégrer dans l'aménagement d'une nouvelle raffinerie des caractéristiques de conception et d'exploitation ainsi que des pratiques de gestion des déchets de façon à prévenir ou contenir les rejets de contaminants dans l'environnement.

10) On devrait encourager et promouvoir la vérification environnementale, un outil puissant de gestion de l'environnement.

RÉFÉRENCES

1. Environnement Canada, *Règlement et Directives sur les effluents des raffineries de pétrole*, Direction générale de la lutte contre la pollution des eaux, Rapport EPS 1-WP-74-1, janvier 1974.

2. Pêches et Océans Canada, *Loi sur les pêcheries*, R.S., c. F-14, 1970.

3. Gouvernement du Canada, *Loi sur l'accès à l'information*, S.C. 1980-81-82-83, c. 111.

4. Environnement Canada, *Loi sur la lutte contre la pollution atmosphérique*, S.C.c. 47, 1970-1971, *Gazette du Canada*, novembre 1971.

5. Environnement Canada, "Objectifs nationaux afférents à la qualité de l'air ambiant", *Gazette du Canada*, Partie I, 16 décembre 1972.

6. Communauté urbaine de Montréal, "Dépollution de l'air", Règlement n° 44, décembre 1978.

7. Ministère de l'Environnement de l'Alberta, *Clean Air Act*, R.S.A. 1980 c. C-12.

8. Ministère des Terres, Forêts et Ressources en eau, *Pollution Control Objectives for the Chemical and Petroleum Industries of British Columbia*, Water Resources Service, mars 1974.

9. APCE, *Canadian Petroleum Refineries Atmospheric Emission Survey 1983*, Rapport de l'APCE n° 85-1, novembre 1985.

10. American Public Health Association (APHA), *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 13e édition, publiées conjointement par l'American Public Health Association, l'American Water Works Association et la Water Pollution Control Federation, 1971.

11. Environnement Québec, "Loi sur la qualité de l'environnement - Effluents liquides des raffineries de pétrole", *Gazette officielle du Québec*, vol. 109, n° 46, 9 nov. 1977.

12. Environnement Canada, "Pollution Abatement Review with Respect to Heavy Crude Oil Upgrading Synthetic Crude Use at Refineries, Increased Natural Gas Processing and Liquefied Natural Gas Facilities", IP-2, août 1982 (manuscrit).

13. APHA, *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 14e édition, publiées conjointement par l'American Public Health Association, l'American Water Works Association et la Water Pollution Control Federation, 1975.

14. APHA, *Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater*, 15e édition, publiées conjointement par l'American Public Health Association, l'American Water Works Association et la Water Pollution Control Federation, 1980.

15. Ministère de l'Environnement du Québec, "Règlement sur les déchets solides", *Loi de la qualité de l'environnement*, 1978.

16. Ministère de l'Environnement du Québec, "Règlement sur les déchets dangereux", *Loi de la qualité de l'environnement*, 30 juillet 1985.

17. APCE, *The Significance of Trace Substances in Petroleum Industry Sludges Disposed of on Land: A Literature Survey*, Rapport de l'APCE nº 83-2, mai 1983.

18. APCE, *Canadian Petroleum Refining Industry Waste Survey*, Rapport de l'APCE nº 80-4, octobre 1980.

19. Morrison, A., "Hazardous Waste Landfills: Can Clay Liners Prevent Migration of Toxic Leachate?", *Civil Engineering*, pp. 60-63, juillet 1981.

20. APCE, *Waste Management Guidelines for Petroleum Refineries and Upgraders*, Rapport de l'APCE nº 86-2, novembre 1986.

21. APCE, *The Persistence of Polynuclear Aromatic Hydrocarbons in Soil*, Rapport de l'APCE nº 85-2, préparé par le Centre technique des eaux usées d'Environnement Canada, novembre 1985.

22. APCE, *A Survey of Trace Substances in Canadian Oil Refinery Wastewaters and Sludges - A Summary Report*, Rapport de l'APCE nº 85-8, préparé pour l'APCE et Environnement Canada, décembre 1985.

23. APCE, *Evaluation of the Variability of Trace Organic Substances in Petroleum Refinery Effluents*, Rapport de l'APCE nº 85-6, préparé pour l'APCE et Environnement Canada, décembre 1985.

24. APCE, *Fate and Transformation of Selected Trace Organics in Refinery Wastewater Treatment*, Rapport de l'APCE nº 85-7, préparé pour l'APCE et Environnement Canada, décembre 1985.

25. APCE, *The Behaviour of Soluble Petroleum Product Derived Hydrocarbons in Groundwater - Phase I*, Rapport de l'APCE nº 85-3, novembre 1985.

26. APCE, *The Behaviour of Soluble Petroleum Product Derived Hydrocarbons in Groundwater - Phase II*, Rapport de l'APCE nº 86-1, préparé pour l'APCE et Environnement Canada, avril 1986.

27. Ministère de l'Environnement de l'Ontario, *Guidelines for the Decommissioning (shutdown) of Major Industrial Sites in Ontario*, juin 1984.

28. Environnement Canada, "Guide to the Environmental Aspects of Decommissioning Industrial Sites", IP-32, mai 1985 (manuscrit).

BIBLIOGRAPHIE

1. Gary, J.H. et G.E. Handwerk, *Petroleum Refining Technology and Economics*, 2e édition, Marcel Dekker Inc., 1984.

2. Alberta Environment, *Basis for Approval of Industrial Plants in Alberta*, Standards and Approvals, juillet 1983.

3. Environnement Canada, Service de la protection de l'environnement, "Petroleum Refinery Technology and Pollution Control", Séminaire, 2-4 octobre 1974.

4. Jones, H.R., *Pollution Control in the Petroleum Industry*, Noyes Data Corporation, 1973.

5. Environnement Canada, Rapports de conformité des raffineries de pétrole, préparés par les cinq bureaux régionaux, documents non publiés.

6. Environnement Canada, Service de la protection de l'environnement, *Rapport sur la lutte contre la pollution des eaux causée par les raffineries de pétrole au Canada - 1980*, Direction générale de la lutte contre la pollution des eaux, rapport EPS 3-WP-83-3F, mars 1983.

7. APCE, *Landspreading of Sludges at Canadian Petroleum Facilities*, Rapport de l'APCE nº 81-5A, décembre 1981.

8. Reid Crowther & Partners Limited, *Hazardous Wastes in Northern & Western Canada - The Need for a Waste Management Strategy, Volume 2, Technology Review*, rapport préparé pour Environnement Canada en association avec les gouvernements de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba, de l'Ontario, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, décembre 1980.

9. Ontario Waste Management Corporation, System Development Project, *Generic Process Technologies Studies*, Proctor & Redfern Limited, août 1982.

ANNEXE A

COMPARAISON DES LIMITES PROVINCIALES ET FÉDÉRALES
POUR LES POLLUANTS ORDINAIRES
DANS LES EAUX USÉES DE RAFFINERIES

TABLEAU A-1 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DE RAFFINERIES

Paramètre: Huiles et graisses

		Rejets maximaux, en lb/10^3 bbl par jour de pétrole brut				
Région	Catégorie	Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	Concentration maximale (mg/l)
Canada	Nouvelle raffinerie		3,0	5,5	7,5	
	Raffinerie existante, modifiée ou améliorée		6,0	11,0	15,0	
	Raffinerie existante, partie non modifiée					
Québec	Nouvelle		3,09	5,51	7,50	
	Existante		6,17	11,0	15,0	
Ontario	Toutes					10
Alberta	Avec puits d'élimination		2,0	3,7	5,0	10
	Sans puits d'élimination		3,0	5,5	7,5	10
Colombie-Britannique	Rejet dans les eaux marines:					
	Niveau A	1,15*				
	Niveau B	2,80**				
	Niveau C					15**
	Rejet dans les eaux douces:					
	Niveau A	0,58*				
	Niveau B	2,80**				
	Niveau C					15**

* Huiles totales.
** Huiles non volatiles.

TABLEAU A-2 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DE RAFFINERIES

Paramètre: Matières totales en suspension

Région	Catégorie	Rejets maximaux (lb/10^3 bbl par jour)				
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	Concentration maximale (mg/l)
Canada	Nouvelle raffinerie					
	Raffinerie existante, modifiée ou améliorée		7,2	12,0	15,0	
	Raffinerie existante, partie non modifiée		14,4	24,0	30,0	
Québec	Nouvelle		7,19	12,0	15,0	
	Existante		14,4	24,0	30,0	
Ontario	Toutes					15
Alberta	Avec puits d'élimination		4,8	8,0	10,0	25
	Sans puits d'élimination		7,2	12,0	15,0	25
Colombie-Britannique	Rejet dans les eaux marines:					
	Niveau A	20				
	Niveau B	20				
	Niveau C	30				
	Rejet dans les eaux douces:					
	Niveau A	20				
	Niveau B	20				
	Niveau C	30				

TABLEAU A-3 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DE RAFFINERIES

Paramètre: Phénols

Région	Catégorie	Rejets maximaux ($lb/10^3$ bbl par jour)				
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	Concentration maximale (mg/l)
Canada	Nouvelle raffinerie					
	Raffinerie existante, modifiée ou améliorée		0,3	0,55	0,75	
	Raffinerie existante, partie non modifiée		0,6	1,1	1,5	
Québec	Nouvelle		0,31	0,55	0,75	
	Existante		0,62	1,10	1,50	
Ontario	Toutes					0,02
Alberta	Avec puits d'élimination		0,2	0,37	0,50	1,0
	Sans puits d'élimination		0,3	0,55	0,75	1,0
Colombie-Britannique	Rejet dans les eaux marines:					
	Niveau A	0,023				
	Niveau B	0,06				
	Niveau C	0,2				
	Rejet dans les eaux douces:					
	Niveau A	0,023				
	Niveau B	0,06				
	Niveau C	0,2				

TABLEAU A-4 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DE RAFFINERIES

Paramètre: Azote ammoniacal

Région	Catégorie	Rejets maximaux (lb/10^3 bbl par jour)				
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	Concentration maximale (mg/l)
Canada	Nouvelle raffinerie		3,6	5,7	7,2	
	Raffinerie existante, modifiée ou améliorée		5,0	8,0	10,0	
	Raffinerie existante, partie non modifiée					
Québec	Nouvelle		3,59	5,73	7,21	
	Existante		4,98	7,98	9,96	
Ontario	Toutes					10
Alberta	Avec puits d'élimination		2,4	3,9	4,8	12,5
	Sans puits d'élimination		3,6	5,7	7,2	12,5
Colombie-Britannique	Rejet dans les eaux marines:					
	Niveau A	0,576				
	Niveau B	1,87				
	Niveau C					15
	Rejet dans les eaux douces*:					
	Niveau A	0,576				
	Niveau B	1,87				
	Niveau C					15

* Exprimé en ammoniac.

TABLEAU A-5 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DE RAFFINERIES

Paramètre: Sulfures

Région	Catégorie	Rejets maximaux (lb/10^3 bbl par jour)				
		Moyenne quotidienne	Moyenne mensuelle	Une journée par mois	Maximum quotidien	Concentration maximale (mg/l)
Canada	Nouvelle raffinerie		0,1	0,3	0,5	
	Raffinerie existante, modifiée ou améliorée		0,2	0,6	1,0	
	Raffinerie existante, partie non modifiée					
Québec	Nouvelle		0,11	0,31	0,51	
	Existante		0,22	0,62	1,01	
Alberta	Avec puits d'élimination		0,065	0,20	0,33	0,35
	Sans puits d'élimination		0,1	0,30	0,50	0,35
Colombie-Britannique	Rejet dans les eaux marines*:					
	Niveau A	0,011				
	Niveau B	0,02				
	Niveau C					1,0
	Rejet dans les eaux douces:					
	Niveau A	0,011				
	Niveau B	0,02				
	Niveau C					1,0

* Sulfures et mercaptans exprimés en soufre.

TABLEAU A-6 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX USÉES DE RAFFINERIES

Paramètre: pH

Région	Catégorie	Extrêmes	
		Max. quotidien	Continu
Canada	Nouvelle raffinerie		
	Raffinerie existante modifiée ou améliorée	6,0 à 9,5	
	Raffinerie existante, partie non modifiée	6,0 à 9,5	
Québec	Nouvelle	6,0 à 9,5	
	Existante	6,0 à 9,5	
Ontario	Toutes		5,5 à 9,5
Alberta	Avec puits d'élimination	6,0 à 9,5	
	Sans puits d'élimination	6,0 à 9,5	
Colombie-Britannique	Rejet dans les eaux marines:		
	Niveau A		6,5 à 8,5
	Niveau B		6,5 à 9,0
	Niveau C		6,5 à 9,0
	Rejet dans les eaux douces:		
	Niveau A		6,5 à 8,5
	Niveau B		6,5 à 8,5
	Niveau C		6,5 à 9,0

TABLEAU A-7 COMPARAISON DES LIMITES FÉDÉRALES ET PROVINCIALES POUR LES EAUX PLUVIALES DES RAFFINERIES

Région***	Catégorie	Rejets d'huiles et graisses		Rejets de phénol		Matières totales en suspension	
		Teneur*	Limite**	Teneur*	Limite**	Teneur*	Limite**
Canada	Nouvelle raffinerie Raffinerie existante, modifiée ou améliorée	1,0	25,0	0,1	2,5	3,0	75,0
	Raffinerie existante, partie non modifiée	1,0	50,0	0,1	5,0	3,0	150,0
Québec	Toutes	1,0	25,0	0,1	2,5	3,0	75,0
Alberta	Toutes	1,0	20,0	0,1	2,0	3,0	60,0

* $lb/10^4$ gal can. d'eaux pluviales par jour.
** $lb/10^3$ bbl de brut par jour.
*** En Colombie-Britannique et en Ontario, les limites de concentration s'appliquant aux rejets d'eaux usées déterminent la quantité autorisée de rejets d'eaux pluviales contaminées.

ANNEXE B

ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ:
REJETS RÉELS ET AUTORISÉS POUR 1983
À L'ÉCHELLE NATIONALE, RÉGIONALE, ET
POUR CHAQUE RAFFINERIE

TABLEAU B-1 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ (Échelle nationale - 1983)

	Région																	
	Atlantique		Québec		Ontario		Ouest et Nord		Pacifique et Yukon		Échelle nationale							
A. REJETS																		
Moyenne annuelle des rejets quotidiens ($kg/10^3$ m^3 de pétrole brut)	Rejets autorisés (Atlantique et Québec)	Rejets réels		Rejets réels		Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés		Rejets réels					
Huiles et graisses	17,1	9,2		17,9		13,8 (3,4)**	3,5 (1,7)	12,9	2,2	16,8 (4,66)	4,1 (2,49)	15,0 (4,0)		7,5 (2,1)				
Matières totales en suspension	41,1	27,8		40,3		33,2 (10,2)	12,0 (2,6)	30,9	9,7	40,2 (19,0)	10,7 (8,04)	36,1 (12,1)		20,1 (5,3)				
Phénols	1,7	0,39		0,62		1,4 (0,3)	0,05 (0,05)	1,3	0,44	1,7 (0,47)	0,67 (0,05)	1,5 (6,40)		0,38 (0,05)				
Sulfures	0,67	0,032		0,13		0,5	-0,35	0,43	0,90	0,6	0,076	0,5		0,13				
Azote ammoniacal	14,3	6,0		6,9		12,7	1,9	12,3	6,5	14,1	2,85	13,3		4,7				
B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ																		
a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives ou le règlement*	M	O	N	M	O	N	M	O	N	S	M	O	N	M	O	N	S	M	O	N	S
Huiles et graisses	2	5	4	29	63	43	1	7	14	3	8	15	8	3	0	1	5	43	90	70	8
Matières totales en suspension	2	3	4	21	59	58	3	16	22	0	8	23	18	2	0	3	11	36	101	105	11
Phénols	2	0	4	6	20	17	0	0	0	0	6	0	0	7	8	15	0	21	28	36	0
Sulfures	0	0	0	1	0	1	0	0	0		11	0	0	3	1	0		15	1	1	
Azote ammoniacal	2	1	0	8	28	23	0	1	3		10	0	0	4	4	5		24	34	31	
pH			0			44			7				3			9				63	
Toxicité			3			7			1				1			12				24	
Total	8	9	15	65	170	193	4	24	47	3	43	38	30	19	13	45	16	139	257	333	19
Pourcentage à l'échelle nationale	6	4	5	47	66	58	3	9	14	16	31	15	9	14	5	14	84				
Pourcentage du temps en non-conformité	4,2	0,5	1,5	21	3,9	4,0	0,8	0,2	0,6	4	9,7	3,6	2,3	5,2	1	4,7	9	7,6	2,3	2,8	7,6
b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles et d'eaux pluviales de:																					
0 à 24%		4			22			4				6			12				48		
25 à 49%		1			15			1				6			4				27		
50 à 99%		3			20			1				4			8				36		
100 à 199%		0			6			0				8			6				20		
+200%		0			2			1				5			5				27		

* M: quantité mensuelle; O: quantité quotidienne; N: quantité maximale quotidienne; S: limites concernant les eaux pluviales.
** Les données entre parenthèses se rapportent aux rejets d'eaux pluviales (moyenne annuelle).

	Région					
	Atlantique	Québec	Ontario	Ouest et Nord	Pacifique de Yukon	Échelle nationale
Taux de référence de brut (10^3 m^3/d)	27,0	64,4	83,6	56,1	25,3	256,4
Statut des raffineries	Existantes	Existantes	Existantes, 51,2 + améliorées, 9,5 + nouvelles, 22,9	Existantes, 26,8 + améliorées, 2,3 + nouvelles, 27,0	Existantes, 24,3 + améliorées, 1,0	Existantes, 193,7 + améliorées, 12,8 + nouvelles, 49,9
Pourcentage des tests rapportés	90	91	89	65	25	72

TABLEAU B-2 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ (Région de l'Atlantique - 1983)

		Raffinerie											
		Esso Petroleum Dartmouth			Irving Saint-Jean			Texaco Dartmouth			Ultramar Holyrood			Échelle régionale
A. REJETS														
Moyenne annuelle des rejets quotidiens ($kg/10^3$ m^3 de pétrole brut)	Rejets autorisés	Rejets réels			Rejets réels			Rejets réels			Rejets réels			Rejets réels
Huiles et graisses	17,1	9,3	±	39%**	10,3	±	25%	3,40	±	21%	15,89	±	44%	9,2
Matières totales en suspension	41,1	37,3	±	38%	25,8	±	29%	8,93	±	40%	14,82	±	13%	27,8
Phénols	1,7	0,84	±	102%	0,12	±	50%	0,12	±	42%	0,42	±	31%	0,39
Sulfures	0,6	0	±	0%	0,06	±	33%	0,01	±	100%	0,06	±	117%	0,032
Azote ammoniacal	14,3	3,1	±	45%	9,2	±	46%	3,09	±	60%	0,24	±	46%	6,0

B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ

a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives*	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N
Huiles et graisses	0	0	2	0	0	0	0	0	0	2	5	2	2	3	4
Matières totales en suspension	2	3	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	3	4
Phénols	2	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	4
Sulfures	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Azote ammoniacal	0	0	0	2	1	0	0	0	0	0	0	0	2	1	0
pH			0			0			0			0			0
Toxicité			0			3			0			-			3
Total	4	3	10	2	1	3	0	0	0	2	5	2	8	9	15
Pourcentage à l'échelle régionale	50	33	67	25	11	20	0	0	0	25	56	13			
Pourcentage du temps en non-conformité	6,7	0,4	0,9	3,3	0,1	3,6	0	0	0	6,7	1,3	0,5	4,2	0,3	1,2

b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles de:												
0 à 24%	1			2			0			1			4		
25 à 49%	1			0			0			0			1		
50 à 99%	2			0			0			1			3		
100 à 199%	0			0			0			0			0		
+200%	0			0			0			0			0		

* M: quantité mensuelle; O: quantité quotidienne; N: quantité maximale quotidienne.
** Écart-type exprimé en pourcentage.

	Raffinerie				
	Esso Petroleum Dartmouth	Irving Saint-Jean	Texaco Dartmouth	Ultramar Holyrood	Échelle régionale
Taux de référence de brut (10^3 m^3/d)	10,03	13,20	3,18	1,19	27,1
Statut de la raffinerie	Existante	Existante	Existante	Existante	Existante
Durée d'exploitation (mois)	12	12	12	6	
Nombre de tests rapportés	1192	948	2202	249	4591

TABLEAU B-3 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ (Région du Québec - 1983)

		Raffinerie						
		Gulf*** Montréal	Pétroles Esso Montréal	B.P. Anjou	Petro-Canada*** Pointe-aux-Trembles	Shell*** Montréal	Ultramar St-Romuald	Échelle régionale
A. REJETS								
Moyenne annuelle des rejets quotidiens ($kg/10^3$ m^3 de pétrole brut)	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels
Huiles et graisses	17,1	9,89 ± 72%**	16,5 ± 29%	9,8 ± 22%	26,2 ± 25%	13,6 ± 57%	24,6 ± 46%	17,9
Matières totales en suspension	41,1	42,5 ± 67%	36,9 ± 31%	22,2 ± 19%	31,2 ± 24%	65,2 ± 54%	26,2 ± 63%	40,3
Phénols	1,7	0,53 ± 81%	0,44 ± 140%	0,24 ± 58%	1,1 ± 73%	0,57 ± 150%	0,49 ± 78%	0,62
Sulfures	0,6	0,084 ± 67%	0,30 ± 180%	0,16 ± 140%	0,14 ± 93%	0,056 ± 61%	0,10 ± 170%	0,13
Azote ammoniacal	14,3	1,93 ± 84%	4,29 ± 85%	13,0 ± 28%	5,7 ± 42%	9,3 ± 59%	9,74 ± 97%	6,9
B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ								
a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives*		M O N	M O N	M O N	M O N	M O N	M O N	M O N
Huiles et graisses		2 4 3	5 3 3	0 0 0	11 20 12	3 5 6	8 31 19	29 63 43
Matières totales en suspension		5 18 19	3 3 2	0 0 0	2 0 0	10 33 32	1 5 5	21 59 58
Phénols		0 3 4	1 1 1	0 0 0	3 8 1	2 7 10	0 1 1	6 20 17
Sulfures		0 0 0	1 0 1	0 0 0	0 0 0	0 0 0	0 0 0	1 0 1
Azote ammoniacal		0 0 0	0 1 0	2 3 2	0 1 2	2 7 10	4 16 9	8 28 23
pH		1	0	0	0	4	39	44
Toxicité		0	1	0	1	0	5	7
Total		7 25 27	10 8 8	2 3 2	16 29 16	17 52 62	13 53 78	65 170 193
Pourcentage à l'échelle régionale		11 15 14	15 5 4	3 2 1	25 17 8	26 30 32	20 31 41	
Pourcentage du temps en non-conformité		12 3,2 2,5	22 1,4 2,6	8,0 0,8 0,2	27 3,9 2,6	31 6,7 5,5	22 7,3 11	21 3,9 4,0
b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles de:								
0 à 24%		3	7	1	4	4	3	22
25 à 49%		2	2	0	4	6	1	15
50 à 99%		1	0	1	7	4	7	20
100 à 199%		1	0	0	1	2	2	6
+200		0	1	0	0	1	0	2

* M: quantité mensuelle; O: quantité quotidienne; N: quantité maximale quotidienne.
** Écart-type exprimé en pourcentage.
*** Effluent combiné de raffinerie et d'usine pétrochimique.

	Raffinerie						
	Gulf Montréal	Pétroles Esso Montréal	B.P. Anjou	Petro-Canada Pointe-aux-Trembles	Shell Montréal	Ultramar St-Romuald	Échelle régionale
Taux de référence de brut (10^3 m^3/d)	11,1	11,8	7,9	14,2	15,6	12,7	64,4
Statut de la raffinerie	Existante	Existante	Existante	Existante	Existante	Existante	Existantes
Durée d'exploitation (mois)	12	9	5	12	11	12	
Nombre de tests rapportés	948	910	468	1099	1157	1095	5677

TABLEAU B-4 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ (Région de l'Ontario - 1983)

		Raffinerie							
		Esso[e] Sarnia		Shell Corunna		Shell Oakville		Petro-Canada Oakville	
A. REJETS									
Moyenne annuelle des rejets quotidiens ($kg/10^3$ m^3 de pétrole brut)	Rejets autorisés pour Esso, Shell-Corunna et Shell-Oakville	Rejets réels		Rejets réels		Rejets réels		Rejets auto-risés	Rejets réels
Huiles et graisses	17,1	6,6	± 58%**	4,2	± 160%	1,9	± 26%	15,4	0,7 ±
Matières totales en suspension	41,1	24,1	± 29%	18,8	± 423%	10,1	± 21%	37,1	7,3 ±
Phénols	1,7	0,051	± 39%	0,008	± 200%	0,01	± 0%	1,5	0,01 ±
Sulfures	0,6	0,0	± 0%	-3,1[c]	± 48%	0,0	± 0%	0,5	0,3 ±
Azote ammoniacal	14,3	4,3	± 120%	-2,9[c]	± 220%	3,2	± 100%	13,5	3,5 ±
B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ									
a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives ou le règlement*		M O N		M O N		M O N		M O N	
Huiles et graisses		0 0 1		1 1 1		0 0 0		0 0 0	
Matières totales en suspension		0 0 0		2 0 5		0 0 0		0 0 0	
Phénols		0 0 0		0 0 0		0 0 0		0 0 0	
Sulfures		0 0 0		0 0 0		0 0 0		0 0 0	
Azote ammoniacal		0 1 3		0 0 0		0 0 0		0 0 0	
pH		0		1		0		0	
Toxicité		0		0		0		1	
Total		0 1 4		3 1 7		0 0 0		0 0 1	
Pourcentage à l'échelle régionale		0 4 9		75 4 15		0 0 0		0 0 2	
Pourcentage du temps et non-conformité		0 0,1 0,3		5,0 0,1 1,5		0 0 0		0 0 1,2	
b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles et d'eaux pluviales de:									
0 à 24%		0		1		0		0	
25 à 49%		0		1		0		0	
50 à 99%		0		0		0		0	
100 à 199%		0		0		0		0	
+200%		0		1		0		0	

a) Un nombre restreint d'analyses de l'eau de refroidissement (4 à 5 mois par exutoire de l'eau de refroidissement) est effectué pour les huiles et g ce qui est indiqué.
b) Petrosar n'a pas mesuré la concentration de sulfures dans son effluent et a enfreint ainsi le règlement.
c) Se référer à l'étude de chaque raffinerie (chapitre 4) pour l'explication des valeurs négatives.
d) Les données entre parenthèses se rapportent aux eaux pluviales (moyenne annuelle).
e) Effluents combinés de raffinerie et d'usine pétrochimique.

* M: quantité mensuelle; O: quantité quotidienne; N: quantité maximale quotidienne; S: limites concernant les eaux pluviales.
** Écart-type exprimé en pourcentage.
N.M. Non mesuré.

	Raffinerie			
	Esso Sarnia	Shell Corunna	Shell Oakville	Petro-Canada Oakville
Taux de référence de brut (10^3 m^3/d)	15,3	9,5	4,8	8,5
Statut de la raffinerie	Existante	Existante	Existante	Existante, 6,7 + améliorée, 1,8
Durée d'exploitation (mois)	12	12	6	12
Nombre de tests rapportés	1 572	998	474	1 614

	Gulf[a] Mississauga		Suncor Sarnia			Petrosar[b, e] Corunna	Texaco Nanticoke	Échelle régionale	
	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets auto-risés	Rejets réels	Rejets autorisés pour Petrosar et Texaco	Rejets réels	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels
50%	15,8 (4,4)[d]	8,1 ± 39 (3,2 ± 44%)	13,2	1,8 ± 130%	8,6 (2,4)	1,4 ± 57%	0,43 ± 84% (0,2 ± 50%)	13,8 (3,4)	3,5 (1,7)
45%	37,8 (13,1)	19,4 ± 69% (5,3 ± 58%)	31,7	6,3 ± 180%	20,6 (7,1)	4,7 ± 181%	-0,22 ± 70%[c] (1,2 ± 150%)	33,2 (10,2)	12,0 (2,6)
00%	1,6 (0,4)	0,1 ± 100% (0,1 ± 0,01%)	1,3	0,066 ± 0,01%	0,9 (0,2)	0,04 ± 150%	0,009 ± 127% (0,001 ± 0,002%)	1,4 (0,3)	0,04 (0,05)
0,019	0,5	0,1 ± 100%	0,4	0,0 ± 0%	0,3	NM	0,02 ± 150%	0,5	-0,35
74%	13,6	2,8 ± 57%	12,4	1,5 ± 133%	10,3	1,7 ± 59%	1,1 ± 109%	12,7	1,9

M	O	N	S	M	O	N	M	O	N	M	O	N	S	M	O	N	S
0	6	10	3	0	0	1	0	0	1	0	0	0	0	1	7	14	3
1	9	9	0	0	7	7	0	0	1	0	0	0	0	3	16	22	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0		0	0	0	NM	NM	NM	0	0	0		0	0	0	
0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	1	3	
		3				0			1			2				7	
		0				0			0			0				1	
1	15	22	3	0	7	8	0	0	3	0	0	2	0	4	24	47	3
25	63	47	100	0	29	17	0	0	6	0	0	4	0				
1,7	0,8	0,9	8	0	0,7	0,5	0	0	0,1	0	0	0,1	0	0,8	0,2	0,6	4
		3				0			0			0				4	
		0				0			0			0				1	
		1				0			0			0				1	
		0				0			0			0				0	
		0				0			0			0				1	

sses, «aucune n'est faite pour les matières en suspension, les sulfures et l'azote ammoniacal. La moyenne annuelle des rejets pourrait être plus élevée que

	Gulf Mississauga	Suncor Sarnia	Petrosar[b, e] Corunna	Texaco Nanticoke	Échelle régionale
	12,3	12,7	11,0	11,9	83,6
	Existante, 10,4 + améliorée, 1,9	Existante, 6,9 + améliorée, 5,8	Nouvelle	Nouvelle	Existantes, 51,2 + améliorées, 9,5
	12	12	12	12	+ nouvelles, 22,9
	2 210	1 210	1 751	1 488	11 317

TABLEAU B-5 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ (Région de l'Ouest et du Nord - 1983)

		Raffinerie					
		Gulf Edmonton	Gulf[a, b] Moose Jaw	Esso Petroleum Norman Wells	Shell Bowden	Shell[a, b] Winnipeg	Texaco Edmon
A. REJETS							
Moyenne annuelle des rejets quotidiens ($kg/10^3 m^3$ de pétrole brut)	Rejets autorisés pour Gulf-Edm. Gulf - M. Jaw, Esso - N.W., Shell-Bowden, Shell-Winn. et Texaco	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels		Rejets réels	Rejets réels
Huiles et graisses	17,1	0,14 ± 64%***	1,7 ± 65%	26,4 ± 52%	Aucun rejet	7,5 ± 89%	1,6
Matières totales en suspension	41,1	3,83 ± 170%	3,4 ± 29%	206,5 ± 132%		7,7 ± 114%	9,7
Phénols	1,7	0,013 ± 77%	0,013 ± 47%	0,57 ± 35%		1,3 ± 69%	0,15
Sulfures	0,6	0,001 ± 500%	1,1 ± 115%	0,23 ± 83%		0 ± 0%	0,21
Azote ammoniacal	14,3	0,27 ± 63%	0,81 ± 33%	1,4 ± 71%		66,1 ± 68%	1,48
B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ							
a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives ou le règlement*		M O N	M O N	M O N	M O N	M O N	M O
Huiles et graisses		0 0 0	0 - -	6 13 5	-	1 - -	0 0
Matières totales en suspension		0 0 0	0 - -	8 22 16	-	0 - -	0 2
Phénols		0 0 0	0 - -	0 0 0	-	2 - -	0 0
Sulfures		0 0 0	2 - -	1 0 0	-	0 - -	0 0
Azote ammoniacal		0 0 0	0 - -	0 0 0	-	7 - -	0 0
pH		1	0	0	-	0	
Toxicité		0	N.R.**	0	-	-	
Total		0 0 1	2 - -	15 35 21	-	10 - -	0 1
Pourcentage à l'échelle régionale		0 0 3,3	5 - -	35 92 70	-	23 - -	0 3
Pourcentage du temps en non-conformité		0 0 0,04	8,0 - -	37 21 10	-	23 - -	0 0,2
b) Nombre de rejets dépassant les limites de quantités mensuelles et d'eaux pluviales de:							
0 à 24%		0	0	0	-	1	
25 à 49%		0	0	0	-	1	
50 à 99%		0	0	0	-	1	
100 à 199%		0	0	5	-	2	
+200		0	2	10	-	5	

a) Le nombre insuffisant de tests rapportés a enlevé toute signification aux quantités quotidiennes et aux quantités maximales quotidiennes présentées.
b) L'effluent est traité à la station d'épuration municipale où il est considéré recevoir un traitement équivalent pour tous les paramètres sauf l'azote ammoniac
c) Analyse trimestrielle.
* M: quantité mensuelle; O: quantité quotidienne; N: quantité maximale quotidienne.
** N.R. - Non rapporté.
*** Écart-type exprimé en pourcentage.

	Raffinerie					
	Gulf Edmonton	Gulf Moose Jaw	Esso Petroleum Norman Wells	Shell Bowden	Shell Winnipeg	Texaco Edmont
Taux de référence de brut ($10^3 m^3/d$)	12,23	1,12	0,51	0,95	4,44	3,74
Statut de la raffinerie	Existante	Existante	Existante	Existante	Existante	Existan
Durée d'exploitation (mois)	12	7	12	12	9	12
Nombre de tests rapportés	661	40	217	-	490	1 403

	Co-op(a, b, c) Regina		Gulf Calgary			Husky Lloydminster	Esso Petroleum Edmonton		Turbo Balzac		Échelle régionale	
	Rejets autorisés	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels		Rejets autorisés pour Husky, Esso-Edm. et Turbo	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets autorisés	Rejets réels
52%	14,3	3,1 ± 16%	15,8	7,9	± 42%	8,6	Injection dans un puit à grande profondeur	1,7 ± 82%	0,19	± 74%	12,9	2,2
50%	34,4	7,3 ± 37%	38,0	17,9	± 58%	20,6		10,2 ± 40%	3,5	± 120%	30,9	9,7
57%	1,4	2,7 ± 37%	1,6	0,11	± 109%	0,86		0,009 ± 78%	0,025	± 76%	1,3	0,44
57%	0,48	6,9 ± 146%	0,53	0,018	± 94%	0,29		0,024 ± 67%	0,43	± 33%	0,43	0,90
31%	13,0	15,2 ± 30%	13,7	0,65	± 71%	10,3		0,61 ± 48%	0,64	± 66%	12,3	6,5

M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N	M	O	N
0	-	-	0	0	1	-	1	2	2	0	0	0	8	15	8
0	-	-	0	0	0	-	0	0	1	0	0	0	8	23	18
4	-	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	6	0	0
2	-	-	0	0	0	-	0	0	0	6	0	0	11	0	0
3	-	-	0	0	0	-	0	0	0	0	0	0	10	0	0
		0			0	-			0			1			3
		-			0	-			1			N.R.			1
9	-	-	0	0	1	-	1	2	4	6	0	1	43	38	29
21	-	-	0	0	3,3	-	2	5	13	14	0	3,3			
45	-	-	0	0	0,05	-	1,7	0,3	0,3	11	0	0,1	9,7	3,6	2,3

1	0	-	1	3	6	
2	0	-	0	3	6	
3	0	-	0	0	4	
1	0	-	0	0	8	
2	0	-	0	0	19	

Co-op Regina	Gulf Calgary	Husky Lloydminster	Esso Petroleum Edmonton	Turbo Balzac	Échelle régionale
6,36	1,57	2,45	20,86	3,71	56,1
Existante, 4,29 + améliorée, 2,07	Existante, 1,33 + améliorée 0,24	Nouvelle	Nouvelle	Nouvelle	Existantes 26,8 + améliorées, 2,31 + nouvelles, 27,02
12	10	12	12	12	
24 (c)	954	-	1 145	804	5 738

TABLEAU B-6 REJETS ET ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ (Région du Pacifique et du Yukon - 1983)

		Raffinerie			
		Esso Petroleum Ioco	Gulf (b) Port Moody	Gulf (b) Kamloops	Husky (b) Prince Georg
A. REJETS					
Moyenne annuelle des rejets quotidiens ($kg/10^3$ m^3 de pétrole brut)	Rejets autorisés pour Esso-Ioco, gulf - P.M. Gulf - Kam., Husky - P.G., Petro-Canada, et Shell	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels	Rejets réels
Huiles et graisses	17,1 (4,76)	0,73 ± 82%**** (6,41 ± 91%)***	2,52 ± 66% (0,27 ± 63%)	3,99 ± 60%	2,85 ± 50%
Matières totales en suspension	41,1 (14,27)	9,07 ± 29% (22,10 ± 33%)	9,51 ± 7% (2,26 ± 50%)	9,41 ± 52%	0,06 ± 133%
Phénols	1,7 (,476)	0,28 ± 118% (0,044 ± 64%)	0,53 ± 66% (0,004 ± 50%)	1,46 ± 164%	0,02 ± 250%
Sulfures	0,6	0,00 ± 0%	0,11 ± 73%	0,41 ± 100%	0,0 ± 0%
Azote ammoniacal	14,3	2,58 ± 33%	0,36 ± 6%	0,17 ± 106%	4,91 ± 30%

B. ÉVALUATION DE LA CONFORMITÉ

a) Nombre de rejets dépassant les limites fixées dans les directives**	M	O	N	S	M	O	N	S	M	O	N	M	O	N
Huiles et graisses	0	0	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Matières totales en suspension	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Phénols	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	0	0	0
Sulfures	0	0	0		0	0	0		1	1	0	0	0	0
Azote ammoniacal	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0
pH			2				0				2			1
Toxicité			2				0				N.R.			9
Total	0	0	4	15	0	0	0	0	2	3	5	0	0	10
Pourcentage à l'échelle régionale	0	0	9	90	0	0	0	0	10	23	11	0	0	22
Pourcentage du temps en non-conformité	0	0	1,4	42	0	0	0	0	5,7	2,9	3,0	0	0	3,6
b) Nombre de rejets qui ont dépassé les limites de quantités mensuelles et d'eaux pluviales de:														
0 à 24%			3				0				0			0
25 à 49%			2				0				0			0
50 à 99%			6				0				0			0
100 à 199%			1				0				1			0
+200%			3				0				1			0

a) Effluent combiné de raffinerie et d'usine de gaz naturel.
b) L'effluent subit un traitement supplémentaire à l'extérieur de la raffinerie.
* Eaux pluviales combinées à l'eau de traitement.
** M: quantité mensuelle; O: quantité quotidienne; N: quantité maximale quotidienne; S: limites concernant les eaux pluviales.
*** Les données entre parenthèses se rapportent aux eaux pluviales (moyenne annuelle).
**** Écart-type exprimé en pourcentage.
N.R. - Non rapporté.

	Raffinerie			
	Esso Petroleum Ioco	Gulf Port Moody	Gulf Kamloops	Husky Prince Georg
Taux de référence de brut (10^3 m^3/d)	6,7	6,5	1,6	1,2
Statut de la raffinerie	Existante	Existante	Existante	Existante
Durée d'exploitation (mois)	11	12	5	12
Nombre de tests rapportés	402	430	174	278

Petro-Canada (a) Taylor	Shell (b) Burnaby	Chevron (b) North Burnaby	Échelle régionale
Rejets réels	Rejets réels	Rejets autorisés / Rejets réels	Rejets autorisés / Rejets réels
1,74 ± 67% (0,02 ± 250%)*	6,51 ± 36% (1,72 ± 41%)	15,3 / 9,64 ± 60% (4,3) / (1,59 ± 63%)	16,8 / 4,1 (4,66) / (2,49)
Negative (2,88 ± 192%)	8,57 ± 34% (2,63 ± 39%)	37,0 / 19,8 ± 60% (12,8) / (4,48 ± 70%)	40,2 / 10,7 (14,0) / (8,04)
0,22 ± 286% (0,04 ± 325%)	0,07 ± 114% (0,028 ± 182%)	1,5 / 2,11 ± 79% (0,43) / (0,12 ± 67%)	1,7 / 0,67 (0,47) / (0,05)
0,42 ± 36%	0,0 ± 0%	0,5 / 0,02 ± 250%	0,6 / 0,076
12,1 ± 74%	3,55 ± 58%	13,5 / 1,98 ± 59%	14,1 / 2,85
M O N S	M O N S	M O N S	M O N S
0 0 0 0	0 0 0 0	3 0 1 0	3 0 1 5
0 0 0 1	0 0 0 0	2 0 3 0	2 0 3 11
1 0 1 0	0 0 0 0	5 6 11 0	7 8 15 0
2 0 0	0 0 0	0 0 0	3 1 0
4 4 5	0 0 0	0 0 0	4 4 5
0	0	4	9
0	1	0	12
7 4 6 1	0 0 1 0	10 6 19 0	19 13 45 16
37 31 14 6	0 0 2	53 46 42 0	
12 1,6 1,7 2,8	0 0 1,2 0	17 2,5 8 0	5,2 1 4,7 9
5	0	4	12
1	0	1	4
1	0	1	8
1	0	3	6
0	0	1	5

Petro-Canada Taylor	Shell Burnaby	Chevron North Burnaby	Échelle régionale
2,0	4,0	4,8	25,3
Existante	Existante	Existante, 3,8 + améliorée, 1,0	Existantes, 24,3 + améliorées, 1,0
12	12	12	
287	539	433	2 583